

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

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки 20.04.01 Техносферная безопасность
Кафедра Экологии и безопасности жизнедеятельности

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<i>Система автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды</i>

УДК 504.5:502.51:622.692.48

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
гр. 1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ЭБЖ	Кагиров Артур Геннадьевич	канд. техн. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. МЕН ИСГТ	Баннова Кристина Алексеевна	канд. экон. наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ ИНК	Сечин Андрей Александрович	канд. техн. наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор каф. ЭБЖ ИНК	Романенко Сергей Владимирович	д-р хим. наук		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Применять <i>глубокие</i> математические, естественно-научные, социально-экономические и профессиональные знания при осуществлении изысканий и <i>инновационных</i> проектов создания и оптимизации методов и средств обеспечения безопасности человека и окружающей среды от техногенных и антропогенных воздействий
P2	<i>Создавать</i> и использовать на основе <i>глубоких и принципиальных</i> знаний необходимое оборудование, инструменты и технологии по защите человека в техносфере, а также для повышения надежности и устойчивости технических объектов, поддержания их функционального назначения в условиях <i>жестких</i> экономических, экологических, социальных и других ограничений
P3	Проводить <i>инновационные</i> инженерные исследования опасных природных и техногенных процессов и систем защиты от них, включая <i>критический анализ данных из мировых информационных ресурсов, формулировку выводов в условиях неоднозначности</i> с применением <i>глубоких и принципиальных</i> знаний и <i>оригинальных</i> методов в области современных информационных технологий, современной измерительной техники и методов измерения
P4	Организовывать и руководить деятельностью подразделений по защите среды обитания и безопасному размещению и применению технических средств в регионах, осуществлять взаимодействие с государственными службами в области экологической, производственной, пожарной безопасности, защиты в чрезвычайных ситуациях, применять на практике теории принятия управленческих решений и методы экспертных оценок
P5	Организовывать мониторинг в техносфере, составлять краткосрочные и долгосрочные прогнозы развития ситуации на основе его результатов с использованием <i>глубоких фундаментальных и специальных</i> знаний, аналитических методов и <i>сложных</i> моделей <i>в условиях неопределенности</i> , анализировать и оценивать потенциальную опасность объектов экономики для человека и среды обитания и разрабатывать рекомендации по повышению уровня безопасности объекта
P6	Проводить экспертизу безопасности и экологичности технических проектов, производств, промышленных предприятий и территориально-производственных комплексов, аудит систем безопасности, осуществлять мероприятия по надзору и контролю на объекте экономики, территории в соответствии с действующей нормативно-правовой базой
Общекультурные компетенции	
P7	Использовать <i>глубокие</i> знания в области проектного менеджмента, в том числе <i>международного менеджмента</i> , находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения <i>инновационной инженерной деятельности</i> с учетом юридических аспектов в области техносферной безопасности
P8	<i>Активно владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной профессиональной среде, включая разработку документации, презентацию и защиту результатов <i>инновационной инженерной деятельности</i>
P9	Эффективно работать индивидуально, а также в качестве <i>руководителя группы</i> с ответственностью за работу коллектива при решении

	инновационных инженерных задач в области техносферной безопасности, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам
P10	Демонстрировать <i>глубокое знание</i> правовых, социальных, экологических и культурных аспектов <i>инновационной</i> инженерной деятельности, <i>компетентность</i> в вопросах охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности
P11	Понимать необходимость и уметь <i>самостоятельно учиться</i> и 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 неразрушающего контроля
 Направление подготовки (специальность) 20.04.01 Техносферная безопасность
 Кафедра Экологии и безопасности жизнедеятельности

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
<i>гр. IEM51</i>	<i>Калашикова Дарья Андреевна</i>

Тема работы:

<i>Система автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды</i>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования являются водные растворы нефти
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>	– Аналитический обзор методов обнаружения утечек на нефтепроводах; – Обзор основных методов анализа нефти в воде; – Проведение измерений водных растворов нефти методом флуориметрии; – Определение и обоснование эксплуатационных и метрологических характеристик измерительной системы; – Разработка схемы и устройства измерительной системы;

	– Получение градуировочной характеристики разрабатываемой системы на растворах рибофлавина; – Апробация измерительной системы на линейке водных растворов нефти.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Баннова Кристина Алексеевна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Литературный обзор (1. Literature review)	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ЭБЖ	Кагиров Артур Геннадьевич	канд. техн. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
гр. 1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна		

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

Институт неразрушающего контроля
 Направление подготовки (специальность) 20.04.01 Техносферная безопасность
 Уровень образования магистратура
 Кафедра Экологии и безопасности жизнедеятельности
 Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

<i>магистерская диссертация</i>

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Составление и утверждение технического задания на систему обнаружения нефти в воде	
	Выдача задания на тему	
	Постановка задачи	
	Определение стадий, этапов и сроков разработки	
	Проведение теоретических расчетов и экспериментальных исследований	
	Согласование полученных данных с руководителем	
	Работа над выводом	
	Составление расчетно-пояснительной записки	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ЭБЖ	Кагиров Артур Геннадьевич	канд. техн. наук		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор каф. ЭБЖ	Романенко Сергей Владимирович	д-р хим. наук		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
гр. 1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна

Институт	Институт неразрушающего контроля	Кафедра	Экологии и безопасности жизнедеятельности
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Техносферная безопасность

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	Вычислены материально-технические, финансовые, информационные и человеческие затраты.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	Нормы и нормативы по заработной плате исполнителей темы: коэффициент доп. заработной платы 12% от основной, премиальный коэффициент – 0,3, коэффициент доплат и надбавок – 0,2, районный коэффициент для Томска – 1,3. Коэффициент накладных расходов 0,8.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	Ставка отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Перспективность данной разработки выше среднего. Проект нуждается в разработке бизнес-плана проекта, стоит вопрос об авторских правах и их защите.
2. Разработка устава научно-технического проекта	Представлен детальный календарный план проекта с указанием исполнителей и их ролей.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Представлена структура и календарный план-график проведения НТИ, рассчитан его бюджет и проведена оценка рисков.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Сегментирование рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Функционально-стоимостная диаграмма
4. Матрица SWOT-анализа
5. Диаграмма Исикавы
6. Календарный план-график
7. Организационная структура проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент каф. МЕН ИСГТ	Баннова Кристина Алексеевна	канд. экон. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
гр. 1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
гр. 1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна

Институт	Институт неразрушающего контроля	Кафедра	Экологии и безопасности жизнедеятельности
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Техносферная безопасность

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения); – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы); – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера).	Объектом исследования является нефть и её водные растворы. Рабочим местом для выполнения данной работы является лаборатория 256 8-го корпуса ТПУ. Возможны следующие проявления: - проявления вредных факторов производственной среды (токсические и раздражающие вещества, шум, освещение, микроклимат); - проявления опасных факторов производственной среды (электрической и пожарной природы); - негативные воздействия на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу); - чрезвычайные ситуации (техногенного характера).
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	1. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 2. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. 3. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.. 4. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 5. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. 6. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях 7. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	В больших концентрациях пары ароматических углеводородов вызывают паралич дыхательных центров центральной нервной системы и практически мгновенную смерть, в меньших концентрациях они оказывают выраженное наркотическое действие. Все углеводороды обладают выраженным действием на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови (снижение содержания гемоглобина и эритроцитов), возможно поражение печени, нарушение деятельности эндокринных желез, поражение центральной
--	--

	нервной системы, острые и хронические отравления, иногда со смертельным исходом.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Выявлены следующие вредные факторы: 1. Пониженная подвижность воздуха (менее 0,1 м/с). 2. Использование раздражающих и токсических веществ (тетрахлорметан, гексан). 3. Повышенная пульсация светового потока. 4. Повышенный уровень шума. 5. Повышенный уровень электромагнитных излучений. 6. Умственное перенапряжение.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны; – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Проведен анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является пожар.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Правовые вопросы обеспечения безопасности согласно ТК РФ.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	канд. техн. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
гр. 1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 178 с., 28 рис., 15 табл., 89 литературных источника и 4 приложение на 50 листах.

Ключевые слова: нефть, переходы нефтепроводов, водные объекты, флуоресценция нефти, флуориметрия.

Объектом исследования является система детектирования аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды на ранних стадиях методом флуориметрии.

Цель работы состоит в разработке системы обнаружения аварий на нефтепроводах при переходах через водные преграды на ранних стадиях методом флуориметрии.

В процессе исследования применялись методы гравиметрии, газовой хроматографии, тонкослойной хроматографии, ИК-спектроскопии, флуориметрии.

В результате исследования разработана система регистрации флуоресценции нефти в воде в целях автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды.

Экономическая значимость работы заключается в возможности создания нового сегмента на рынке недорогих систем обнаружения утечек нефти на переходах нефтепроводов через водные преграды.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

1. Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества.

ГОСТ Р 51797-2001. Вода питьевая. Метод определения содержания нефтепродуктов.

ГОСТ Р 51858–2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями №1, 2).

ГОСТ 17.1.4.01-80. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах.

ГОСТ 31953-2012 (ISO 9377-2:2000). Межгосударственный стандарт. Вода. Определение нефтепродуктов методом газовой хроматографии.

ISO 9377-2:2000. Water quality. Determination of hydrocarbon oil index. Part 2: Method using solvent extraction and gas chromatography.

2. Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

нефть: полезное ископаемое, представляющее собой природную маслянистую горючую жидкость, отличающуюся специфическим запахом, являющееся сложной смесью углеводородов различной молекулярной массы и других химических элементов.

нефтепродукт: готовый продукт, полученный при переработке нефти, газоконденсатного, углеводородного и химического сырья.

система обнаружения утечек: автоматизированная информационная система, контролирующая целостность стенки трубопровода.

фракционный состав нефтепродукта: состав нефтепродукта, определяющий количественное содержание фракций, выкипающих в определенных температурных пределах, остаток и потери при перегонке в заданных условиях.

флуориметрия: метод элементного и молекулярного анализа, основанный на способности органических и неорганических веществ (атомов, ионов и более сложных частиц) флуоресцировать, т. е. поглощать излучение от источника и снова его излучать (светиться, люминесцировать) при большей длине волны в результате перехода электронов из возбужденного состояния в нормальное.

3. Обозначения и сокращения

НС – hydrocarbon;

ИК – инфракрасный;

НиНП – нефть и нефтепродукты;

ПАУ – полициклические ароматические углеводороды;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

САВ – смолисто-асфальтеновые вещества;

СДКУ – система диспетчерского контроля и управления;

СОУ – система обнаружения утечек;

ТСХ – тонкослойная хроматография;

УВ – углеводороды;

УФ – ультрафиолет.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	15
1 Обзор литературы	17
1.1 Исследование путей поступления нефти в природные водные объекты и её поведения.....	17
1.2 Методы обнаружения утечек нефти	20
1.3 Физические и химические свойства нефти	23
1.3.1 Физические свойства	23
1.3.2 Химические свойства	26
1.3.3 Фракционный состав нефти.....	29
1.4 Методы определения нефти в воде	32
1.5 Флуоресценции.....	37
1.5.1 Основы флуоресценции.....	37
1.5.2 Спектры флуоресценции.....	41
2 Объект и методы исследования	44
3 Разработка системы автоматического обнаружения утечек нефти на переходах нефтепроводов через водные преграды	45
3.1 ИК-спектроскопия.....	45
3.1.1 ИК-Фурье-спектрометр	46
3.1.1.1 Идентификация и сравнение спектров	48
3.1.1.2 Расчет коэффициентов	54
3.2 Спектры чистых нефтей на Панораме, разбавленных растворов	58
3.3 Флуоресценция рибофлавина + прибора (градуировки на модельных растворах рибофлавина)	60
4 Результаты.....	63
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
5.1 Предпроектный анализ	64
5.2 Инициация проекта	77
5.3 Планирование управления научно-техническим проектом	79
5.4 Бюджет научного исследования	81
5.5 Организационная структура проекта	90
5.6 Матрица ответственности	92
5.7 Реестр рисков проекта	93
Заключение	94
6 Социальная ответственность	96
6.1 Профессиональная социальная безопасность	96
6.2 Экологическая безопасность.....	105
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	107
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	110
Заключение	113
Список публикаций студента.....	114

Список использованных источников	119
Приложение А	129
Приложение Б	152
Приложение В.....	159
Приложение Г	166
Приложение Д.....	177

ВВЕДЕНИЕ

Технический прогресс XX столетия привел общество к получению и использованию ряда новых материалов, которые плохо поддаются природному разложению. Попадая в окружающую среду при добыче или изготовлении, при транспортировке и накапливаясь в опасных концентрациях, эти материалы оказывают вредные воздействия на окружающую среду. К данной категории материалов относятся нефть и нефтепродукты (НиНП).

Причины потерь перекачиваемых нефти и нефтепродуктов связаны, как правило, с возникновением и развитием дефектов, обусловленных комплексом причин конструктивного, технологического и эксплуатационного характера, а также несанкционированными врезками в трубопроводах [1]. Путей попадания нефти в окружающую среду множество, например, при транспортировке и переработке нефти, бурении скважин на месторождениях нефти, авариях танкеров или течи в нефтепроводах, а также при очистке отстойников, танкеров и автоцистерн. Особенно сильные загрязнения происходят вследствие утечек нефти при бурении морских скважин и авариях танкеров [2].

Актуальность качественного и количественного определения нефтяных загрязнений постоянно повышается, так как НиНП являются наиболее распространенными загрязняющими веществами антропогенного происхождения, которые в той или иной степени встречаются почти повсеместно. Анализ ликвидационных работ на авариях нефтепроводов различной категории показывает, что, несмотря на наличие разработанных механических средств и материалов, технологические схемы по локализации и ликвидации аварийных разливов нефти на водных объектах и водосборных территориях требуют новых, более эффективных средств своевременного выявления аварий на нефтепроводах. Постоянно увеличивающееся число аварий на нефтепроводах в местах перехода через водные преграды из-за износа или несвоевременной замены доказывает высокую актуальность

создания новых и усовершенствования существующих систем экологического мониторинга природных водных объектов.

Целью данной работы является разработка системы для обнаружения аварии на нефтепроводах при переходах через водные преграды на ранних стадиях методом флуориметрии.

В связи с этим были поставлены следующие задачи:

1. Изучить основные методы обнаружения утечек нефти на нефтепроводах.
2. Изучить основные методы анализа нефти в водных объектах.
3. Провести измерения водных растворов нефти методом флуориметрии.
4. Обосновать метрологические и эксплуатационные характеристики измерительного прибора для регистрации флуориметрического сигнала.
5. Разработать схему и устройство измерительной системы.
6. Получить градуировочную характеристику системы на растворах рибофлавина.
7. Апробация системы на водных растворах нефти.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Исследование путей поступления нефти в природные водные объекты и её поведения

Сырые нефти и продукты их переработки относятся к наиболее распространенным органическим загрязнителям водной среды. Общее ежегодное поступление нефти и нефтепродуктов в моря и океаны оценивается в десятки млн. т. Это количество примерно равно суммарному количеству углеводородов (УВ), поступающих в моря и океаны в процессе естественного разложения растительных и животных остатков [3].

Попавшая в водный объект нефть быстро растекается по водной поверхности, образуя поля нефтяных пленок:

- при отсутствии ветра и течения (на тихой воде) нефть растекается во все стороны равномерно, образуя круг, радиус которого изменяется с течением времени;
- при наличии ветра и течения нефтяное пятно приобретает эллиптическую вытянутую форму по направлению суммарного вектора скоростей ветра и течения [4].

Трансформация и перемещение нефтяного разлива в воде подчиняется набору взаимосвязанных, сложных, физико-химических процессов, которые зависят от химических и физических свойств нефти, гидродинамических свойств водного объекта и условий окружающей среды. На рисунке 1 показаны основные физические, химические и биологические процессы, действующие на нефтяной разлив после попадания в водную среду [5].

Независимо от путей попадания нефти в водную среду (в виде подповерхностного или поверхностного разлива), она существует в ней в виде дрейфующего поверхностного пятна и взвешенных в водной толще капель (эмульсия нефти в воде). Происходит постоянный обмен между поверхностной и взвешенной нефтью. С одной стороны нефтяное пятно на водной поверхности

подвергается переносу под действием течений, а с другой стороны – множеству процессов трансформации.

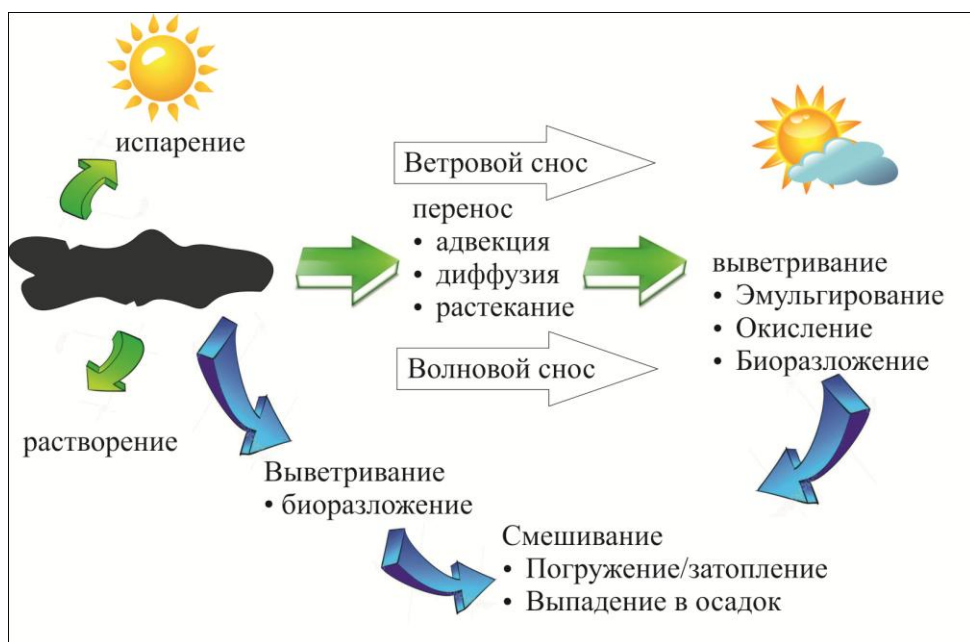


Рисунок 1 – Поведение нефтепродуктов на воде

Трансформация нефти проявляется в растекании под действием гравитационных, инерционных, вязких сил и сил поверхностного натяжения. Также трансформация нефти происходит в результате совокупности процессов выветривания, которые приводят к изменению физико-химических свойств нефти. Эти процессы включают:

- постепенное испарение летучих фракций;
- эмульсификацию (образование эмульсии нефти в воде, в результате чего она приобретает коричневый оттенок);
- диспергирование (проникновение капель нефти в воду под действием обрушения ветровых волн);
- растворение нефти в воде [5].

Нефть, попавшая в природные водные объекты, подвергается микробиологическому распаду с участием различных видов бактерий. Однако этот распад происходит медленно, пока нефть в течение нескольких месяцев находится на поверхности водного объекта. За это время легколетучие компоненты успевают испариться, а оставшиеся – медленно окисляются. В

результате этих процессов на поверхности воды малолетучие компоненты объединяются в сгустки, которые с течением времени оседают на дно.

Основной механизм самоочищения воды от отдельных групп органических веществ, когда биохимические воздействия выражены наиболее ярко, заключается в деградации нефти. Важное место в процессе разрушения нефтяных пятен занимает испарение. Углеводороды с длинными цепочками атомов углерода до C_{15} (температура кипения до 250°C) улетучиваются с водной поверхности в течение 10 суток, углеводороды $C_{15}-C_{25}$ ($250-400^{\circ}\text{C}$) удерживаются намного дольше, а тяжелые фракции (цепочки с количеством атомов углерода более C_{25}) практически не испаряются. В результате только одно испарение может удалить до 50% углеводородов сырой нефти, до 10% тяжелой и до 75% легкой топливной нефти [2].

В морской среде при разрушении нефти накапливаются продукты неполного окисления некоторых углеводородов, которые являются субстратом для дальнейшего воздействия микрофлоры; это спирты RON , фенолы $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$, кетоны RCOR , гидроперекиси ROOH , альдегиды RCHO , органические кислоты, аминокислоты, липиды, сахара, полисахариды. Понятно, что сложность состава ННП требует разнообразия микроорганизмов, способных атаковать и разрушать как компоненты нефти, так и продукты метаболизма. Поэтому сырые нефти и индивидуальные углеводороды более эффективно разрушаются смешанным бактериальным населением, чем отдельными штаммами.

Многочисленные исследования показали, что попавшая в море нефть не создает ни долговременной, ни постоянной опасности для живущих в воде организмов и не накапливается в них. Именно поэтому попадание нефти в организм человека по трофической цепи маловероятно. На литорали (приливно-отливной зоне) особенно на песчаном берегу гораздо опаснее сырой нефти изготовленные из нее нефтепродукты – бензин, дизельное топливо и высокие фракции нефти. В данных случаях концентрация нефти долго остается высокой и наносит много вреда. Но такое случается сравнительно редко,

обычно при катастрофах нефть быстро расходуется в воде и разбавляется, начинается ее разложение [2].

В РФ для вод водных объектов установлены нормативы качества. Для питьевой воды согласно [6] ПДК нефтепродуктов (суммарно) составляет 0,1 мг/л. Для воды водных объектов рыбохозяйственного назначения, а также для морей и их отдельных частей согласно [7] ПДК нефти и нефтепродуктов в растворенном и эмульгированном состоянии равна 0,05 мг/дм³. Согласно [8] ПДК нефти и нефти многосернистой в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования составляет 0,3 и 0,1 мг/л соответственно.

1.2 Методы обнаружения утечек нефти

В процессе эксплуатации нефтепроводов имеют место повреждения разного рода. Повреждения на магистральных нефтепроводах вызываются действием факторов двух групп. Первая группа факторов связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая – с увеличением нагрузок и воздействий [9]. Обычно утечки нефти подразделяют на значительные и незначительные, так как средних утечек в трубопроводном транспорте нефтепродуктов практически не наблюдается. Автор работы [10] считает, что «незначительные утечки характеризуются объемным расходом жидкости через разрыв, находящемся в диапазоне от 2 до 600 л/ч. Значительными утечками считаются такие утечки, при которых расход жидкости через разрыв превышает 10 м³/ч. В данном случае появление утечек сопровождается и существенным изменением гидродинамического процесса во всем магистральном трубопроводе». Однако, величина потерь нефти и нефтепродуктов зависит не только от места и размера повреждения, но и от времени обнаружения и устранения утечки. Количество вытекшей нефти или нефтепродуктов даже при относительно небольших повреждениях могут оказаться значительными, если остаются незамеченными в течение длительного времени [1].

Общая протяженность находящихся в эксплуатации нефте- и нефтепродуктопроводов на территории России с каждым годом растет. Протяженность магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов по состоянию на конец 2015 года (по данным Росстата) составила 54,8 и 19,3 тыс. км соответственно [11]. Учитывая это и тот факт, что в настоящее время нефтегазотранспортная система России продолжает интенсивно развиваться, задача безопасного и надежного использования трубопроводов представляет первостепенное значение. В связи с этим было разработано немалое количество систем обнаружения утечек (СОУ) из трубопроводов.

СОУ на магистральных трубопроводах нефти, газа и нефтепродуктов призваны решить следующие задачи: 1 – эффективно защищать окружающую среду от загрязнения за счет снижения объёма нефти, вышедшей из трубопровода при возникновении разрыва, путем сокращения времени от возникновения утечки до её обнаружения; 2 – защищать нефтепровод от несанкционированных врезок.

Все СОУ должны удовлетворять ряду требований:

1. Высокая чувствительность;
2. Точность определения места утечки;
3. Безопасная эксплуатация;
4. Осуществление контроля состояния трубопроводов большой протяженности;
5. Высокая степень автоматизации, надежности и достоверности информации;
6. Отсутствие помех, влияющих на режим перекачки;
7. Экономичность;
8. Способность работать в любых климатических и погодных условиях.

Авторы работ [12, 13, 14] приводят перечни и классификации наиболее известных существующих методов обнаружения утечек на магистральных трубопроводах.

В зависимости от режима работы трубопроводов методы обнаружения утечек можно разделить на методы, применяемые при статическом режиме

работы трубопровода (т.е. когда перекачка продукта остановлена, а отдельные секции трубопровода находятся под гидравлическим давлением) и методы, используемые при динамическом режиме работы трубопровода.

В зависимости от периодичности контроля методы обнаружения утечек можно классифицировать на: методы периодической проверки наличия утечек (осуществляются через определенные промежутки времени) и методы постоянной проверки наличия утечек, действующие непрерывно.

В зависимости от физического параметра, лежащего в основе метода, выделяют следующие методы контроля утечек:

1. Метод понижения давления с фиксированной или скользящей установкой (при появлении утечки давление перекачиваемой нефти или нефтепродуктов снижается);
2. Метод отрицательных ударных волн;
3. Методы материального баланса: метод сравнения расходов перекачиваемого продукта, метод линейного баланса (учитывается количество перекачиваемого продукта);
4. Метод сравнения изменения скорости расходов;
5. Радиоактивный метод (введение жидкого изотопа);
6. Методы, работающие на акустических шумах утечки (ультразвуковой метод, акустический (наземный), метод акустической эмиссии);
7. Метод трассирующих газов;
8. Визуальный метод наблюдения за трассой;
9. Метод контроля герметичности гидравлическим испытанием (опрессовкой);
10. Метод статического давления (основан на скорости понижения давления);
11. Метод дифференциального давления (основан на скорости перепада давления);
12. Метод перепада давления зондовый.

В настоящее время наиболее распространенными в силу экономичности и минимального количества измерительных устройств считаются параметрические СОУ. Согласно РД-13.320.00-КТН-223-09 [15]

«параметрическая система обнаружения утечек – это система обнаружения утечек, функционирующая на основе использования поступающих в систему диспетчерского контроля и управления (СДКУ) технологических данных о параметрах работы нефтепровода и применения математической модели нефтепровода для принятия решения о наличии утечки». Одним из таких методов, обеспечивающих Точный и оперативный контроль, эффективную практическую реализацию, является математическое моделирование, представляющее собой интегрированный комплекс методов и экспертной модели для определения утечек, реализованный на базе программных и аппаратных средств.

Исследованию и моделированию аварийных разливов нефти посвящено большое число научных работ [4, 5, 16–23], которые учитывают испарение, осаждение, диффузию, эмульгирование, наличие льда.

Однако не существует универсального подхода к описанию процессов и общепринятой системы моделей. Дополнительной важной и принципиальной сложностью является невозможность проведения полноценных натурных опытных исследований, что затрудняет проверку адекватности и точности моделей аварийных разливов нефти.

1.3 Физические и химические свойства нефти

Для понимания сущности процессов, происходящих с нефтью после попадания в объекты окружающей среды, необходимо рассмотреть основные физические и химические свойства нефти, её состав.

1.3.1 Физические свойства

Нефть представляет собой жирную жидкость. Цвет нефтей может изменяться в широких пределах – от бесцветного (нефти с верхних горизонтов) через светложелтый, желтый до темнокоричневого и черного. Консистенция нефтей также различна – от жидкой маслянистой до густой смолообразной. На территории Российской Федерации действует государственный стандарт ГОСТ

Р 51858-2002 [24], в котором прописаны основные характеристики нефтей, добываемых на территории РФ.

Плотность является одним из основных и важный физических параметров нефти. Так как основу нефти составляют углеводороды, то ее плотность, как правило, меньше единицы. Плотности нефтепродуктов существенно зависят от фракционного состава и изменяются в пределах, указанных в таблице 1.

Таблица 1 – Пределы плотности нефтей в зависимости от типа

	Плотность нефти, кг/м ³				
	0	1	2	3	4
	особо легка	легкая	средняя	тяжелая	битуминозная
при 20°C	не более 830,0	830,1–850,0	850,1–870,0	870,1–895,0	более 895,0
при 15°C	не более 833,7	833,8–853,6	853,7–873,5	873,6–898,4	более 898,4

Молекулярный вес нефти и нефтепродуктов имеет усредненное значение и зависит от химического состава и количественного соотношения компонентов смеси. Первый представитель жидких углеводородов, которые входят в состав нефти, – это пентан с молекулярной массой 72. У смолистых веществ молекулярная масса может достигать 1.5–2.0 тыс. у.е. Средняя молекулярная масса для большинства нефтей находится в пределах 250–300 у.е.

Вязкость также является одним из важных физических свойств нефти. Вязкость нефти и нефтепродуктов зависит от химического и фракционного состава. Принято различать динамическую и кинематическую вязкость. Динамическая вязкость (внутреннее трение) – свойство реальных жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. Это свойство проявляется при движении жидкостей. Кинематическая вязкость – величина, равная отношению динамической вязкости к ее плотности при той же температуре. Кинематическая вязкость является одной из важнейших характеристик нефтяных смазочных масел, так как именно от величины вязкости зависит способность масла обеспечивать необходимый гидродинамический режим смазки.

Поверхностное натяжение. Поверхностным натяжением называется сила, с которой жидкость сопротивляется увеличению своей поверхности. В таблице 2 приведены величины поверхностного натяжения некоторых нефтей по отношению к воздуху и воде. Поверхностное натяжение для разных групп углеводородов различно – оно максимально для ароматических групп и минимально для парафиновых. Большинство гетероатомных полярных соединений имеют поверхностное натяжение ниже, чем углеводороды. Именно их наличие играет важную роль в образовании водонефтяных эмульсий.

Таблица 2 – Поверхностное натяжение нефтей по отношению к воздуху и воде [25]

	Поверхностное натяжение, мН/м	
	к воздуху	к воде
Бинагадинская нефть	31,0	19,0
Балаханская нефть	28,9	27,1
Сураханская нефть	25,8	27,8
Ухтинская нефть	31,1	33,3

Электропроводность. Нефть и нефтепродукты не проводят электрический ток, т.е. они являются диэлектриками. Именно поэтому нефтепродукты используются в промышленности для изготовления изоляторов. Однако, высокие диэлектрические свойства нефти и нефтепродуктов способствуют накоплению зарядов статического электричества на поверхности. Их разряд может вызвать искру и, следовательно, возгорание нефтепродуктов.

Растворимость. Растворимость нефти в воде мала, однако, нефть и нефтепродукты легко растворяются в органических растворителях, например, бензине, хлороформе, четыреххлористом углероде и др. [25]. Нефть и нефтепродукты являются хорошим растворителем для ряда веществ: йода, серы, каучука, большинства смол, растительных и животных жиров.

Оптические свойства нефти. Большинство нефтей имеет заметную люминесценцию. Под люминесценцией нефти понимают её способность люминесцировать в ультрафиолетовом свете. Обычно цвет и яркость люминесценции зависят от группового состава нефти. Светлые нефти обладают люминесценцией с наибольшей яркостью и в наиболее коротковолновом

диапазоне (сине-голубой и голубой цвета). Яркость люминесценции нефти снижается и цвет через голубовато-желтый и желтый изменяется до желто-коричневого и коричневого с увеличением количества смол и асфальтенов в нефти.

1.3.2 Химические свойства

С точки зрения химии, нефть – сложная смесь углеводородов и углеродистых соединений. Однако элементный состав нефтей очень прост. Основными элементами, образующими нефть, являются углерод С и водород Н. Содержание углерода колеблется в пределах 84–87%, водорода – 12–14%, на долю других элементов (кислород, азот, сера) приходится около 1–2%. В редких случаях содержание серы может достигать до 3–5%.

Обычно под нефтепродуктами понимают малополярные и неполярные углеводороды (алифатические, ароматические, алициклические), которые составляют главную и наиболее характерную часть нефти и нефтепродуктов [26]. При анализе поверхностных вод летучие нефтепродукты не определяют, так как их содержание пренебрежимо мало.

Значительную долю высоко молекулярных соединений нефти составляют полициклические ароматические углеводороды (ПАУ), наличие которых оказывает отрицательное влияние на качество продуктов каталитического крекинга, а также ограничивает глубину реакций крекинга и вызывает повышение коксообразования на катализаторе. Для определения суммарного содержания ароматических соединений применяют флуоресцентный метод, который считается относительно простым в сравнении с другими. В формировании аналитического сигнала при флуоресцентном методе принимают участие в основном ароматические структуры. При возбуждении в ближней ультрафиолетовой (УФ) и видимой областях спектра флуоресцируют только ПАУ, доля которых существенно зависит от природы нефтепродукта [27, 28].

Химический состав нефти до сих пор до конца не изучен. Хотя установлено, что в состав нефтей входит более 450 индивидуальных соединений (углеводороды), составляющих 90–95% от объема нефтей. Число атомов углерода в углеводородах нефти колеблется от C_1 – C_4 (газы) до C_{60} (твердые вещества). В небольших количествах в состав нефтей входят кислородсодержащие соединения, например, альдегиды, кетоны и карбоновые кислоты, серо- и азотсодержащие вещества. В состав нефти входят перечисленные ниже углеводороды.

Алканы (парафины, метановые УВ) с общей формулой C_nH_{2n+2} имеют прямую (*n*-алканы) и разветвленную (изоалканы) цепь. Сюда относятся метан CH_4 , этан C_2H_6 , структурное строение которых показано на рисунке 2, пропан C_3H_8 , бутан и изобутан, имеющие формулу C_4H_{10} . Парафиновые углеводороды химически наиболее устойчивы и относятся к предельным УВ.

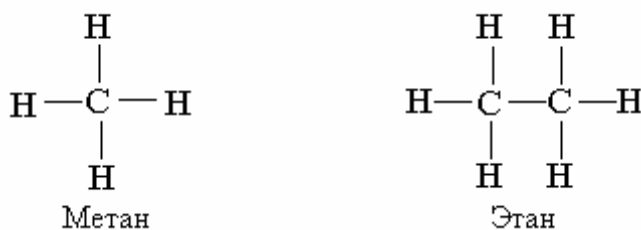


Рисунок 2 – Структурные схемы метана и этана

n-алканы C_{12} – C_{36} малорастворимы в воде – до 0,0018 мг/л; *n*-алканы с числом атомов углерода больше 12 находятся в воде при температуре 20–25°C в виде агрегатов из нескольких молекул. Низшие нефтяные углеводороды до бутана (число атомов углерода = 4) – газы, входящие в состав природного газа и растворенные в нефти. Углеводороды с $n = 5$ –17 являются жидкостями с характерным запахом. Высшие углеводороды ($n > 17$) – это твердые вещества. Как правило, содержание алканов в нефти составляет от 15 до 55 %.

Таким образом, в нефти парафиновые УВ могут быть представлены газами, жидкостями и твердыми веществами. Они по-разному влияют на свойства нефти: газы снижают вязкость и повышают упругость паров; жидкие парафины хорошо растворимы в нефти при повышенных температурах с

образованием гомогенных растворов; твердые парафины тоже хорошо растворяются в нефти, образуя истинные молекулярные растворы.

Циклоалканы (нафтеновые УВ (нафтены)) с общей формулой C_nH_{2n} – это насыщенные циклические УВ ряда цикlopентана и циклогексана (рисунок 3), а также более сложные полициклические соединения (содержащих до 5 или 6 циклов в молекуле). Нафтены содержатся во всех типах нефтей во всех нефтяных фракциях; в керосиновых и бензиновых фракциях найдено более 80 индивидуальных нафтен C_5 – C_{12} . Все связи углерода и водорода являются насыщенными, поэтому нафтен C_5 – C_{12} нефти имеют устойчивые свойства. Нафтены обладают более высокой плотностью и меньшей упругостью паров по сравнению с парафинами, а также имеют лучшую растворяющую способность.

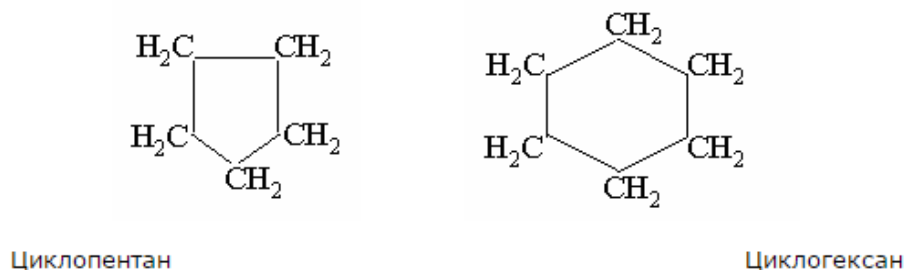


Рисунок 3 – Структурные схемы цикlopентана и циклогексана

Ароматические углеводороды (арены) – непредельные циклические соединения ряда бензола. Общая формула C_nH_{2n-m} , где n –6, m – четное число, атомы водорода в них могут быть замещены на алкильные группы. Количество атомов углерода в ароматических соединениях сырых нефтей составляет до 13. Ароматические соединения обладают повышенной устойчивостью структуры и более инертны к химическому окислению, чем алканы; их содержание в сырой нефти 5–55 %.

Асфальто-смолистая часть нефтей представляет собой вещество темного цвета, частично растворяющееся в бензине, и является смесью гетероциклических и алифатических углеводородов из 5–8 циклов. Асфальтены способны набухать в растворителях, а после этого переходить в раствор. В смолисто-углеродных системах растворимость асфальтенов растет с уменьшением концентрации легких УВ и увеличением концентрации

ароматических УВ. Смолы не растворяются в бензине, являются полярными веществами, относительная молекулярная масса которых 500–1200. В смолах содержится основное количество кислородных, сернистых и азотистых соединений нефти: крупные фрагменты молекул связаны между собой метиленовыми мостиками и гетероатомами S, O, N, а также возможно присутствие функциональных групп (карбоксильной, карбонильной, меркаптогруппы. Содержание асфальтенов и смол в сырых нефтях может составлять до 15%.

Олефины (этиленовые углеводороды) – это нециклические ненасыщенные соединения с общей формулой C_nH_{2n} . В сырой нефти данные соединения отсутствуют, но образуются при крекинге нефти. Олефины практически нерастворимы в воде, но хорошо растворяются во многих органических растворителях. Газообразные и жидкие УВ (число атомов углерода в молекуле до 9) при невысокой температуре растворяются в воде. Растворимость жидких УВ понижается с ростом их молекулярной массы. Таким образом, растворимость нефтяных УВ (при наличии неразветвленной цепи) снижается приблизительно на порядок на каждые два атома углерода (для УВ от C_6 до C_{16}) [2].

1.3.3 Фракционный состав нефти

Важнейшим показателем качества нефти является её фракционный состав. Все методы определения фракционного состава нефти основываются на дистилляции. Это «физический метод разделения сложной смеси углеводородов нефти на отдельные фракции с различными температурными интервалами кипения путем испарения нефти и последующей дробной конденсацией образовавшихся паров» [29]. У каждой фракции имеются свои температуры начала и конца кипения.

Фракции с температурой кипения до 350°C отбирают при давлении, немного превышающем атмосферное давление, и называют светлыми дистиллятами. Названия фракциям присваиваются в зависимости от

направления их дальнейшего использования. В основном, при промышленной перегонке нефти получают фракции со следующими температурными пределами выкипания:

- бензиновая фракция (от начала кипения до 140–180°C): состоит из смеси легких парафиновых (C_5 – C_9), ароматических и нафтеновых УВ;
- лигроиновая фракция (тяжелая нефть) (140–180°C); является высокооктановой фракцией, также представляет собой сложную смесь УВ, но уже более тяжелых, по сравнению с бензиновой (состав C_8 – C_{14}). В лигроиновой фракции, по сравнению с бензиновой, содержится больше ароматических углеводородов (до 8%), и нафтены почти в 3 раза превышают содержание парафинов [30].
- керосиновая фракция (180–270°C) представлена углеводородами C_{10} – C_{16} ; она содержит в своем составе бициклические – ароматические, нафтеновые и нафтенно-ароматические УВ;
- дизельная фракция (270–350°C) (легкий или атмосферный газойль, соляровый дистиллят) представлена углеводородами C_{16} – C_{20} ; содержат мало ароматических УВ (до 25%), с преобладанием нафтен. Эта фракция в основном состоит из производных циклопентана и циклогексана.

Фракция, выкипающая при температурах выше 350°C, является остатком и называется мазутом. Мазут и полученные из него фракции считаются темными. Под вакуумом мазут разгоняют, и в зависимости от целей дальнейшего использования получают следующие фракции:

- для получения топлив:
 - 350–500°C – вакуумный газойль (дистиллят);
 - >500°C – вакуумный остаток (гудрон);
- для получения масел:
 - 300–400°C (350–420°C) – легкая масляная фракция (трансформаторный дистиллят);
 - 400–450°C (420–490°C) – средняя масляная фракция (машинный дистиллят);

- 450–490°C – тяжелая масляная фракция (цилиндровый дистиллят);
- >490°C гудрон.

Таким образом, под процессом фракционирования понимается разделение сложной смеси компонентов (нефти) на более простые смеси или отдельные составляющие (фракции). Продукты переработки нефти относят к светлым, если они выкипают до 350°C, и к темным, в случае если пределы выкипания 350°C и выше.

Все фракции нефти различны по углеводородному составу, имеют различный цвет, удельный вес, плотность и вязкость. Легкие фракции практически бесцветны. По мере утяжеления фракций их цвет постепенно изменяется до темно-коричневого и черного (рисунок 4).



Рисунок 4 – Цвет различных фракций нефти

Схема фракционирования приведена на рисунке 5а. Перегонка (фракционирование) нефти производится в ректификационных колоннах (рисунок 5б).

На рисунке 5а («А») показано, как жидкость, подлежащая дистилляции (1), нагревается до температуры, при которой ее молекулы начинают выделяться из жидкости в виде газа (2). Когда они попадают на более холодную поверхность, происходит конденсация, образуются капли (3), которые затем можно собрать.

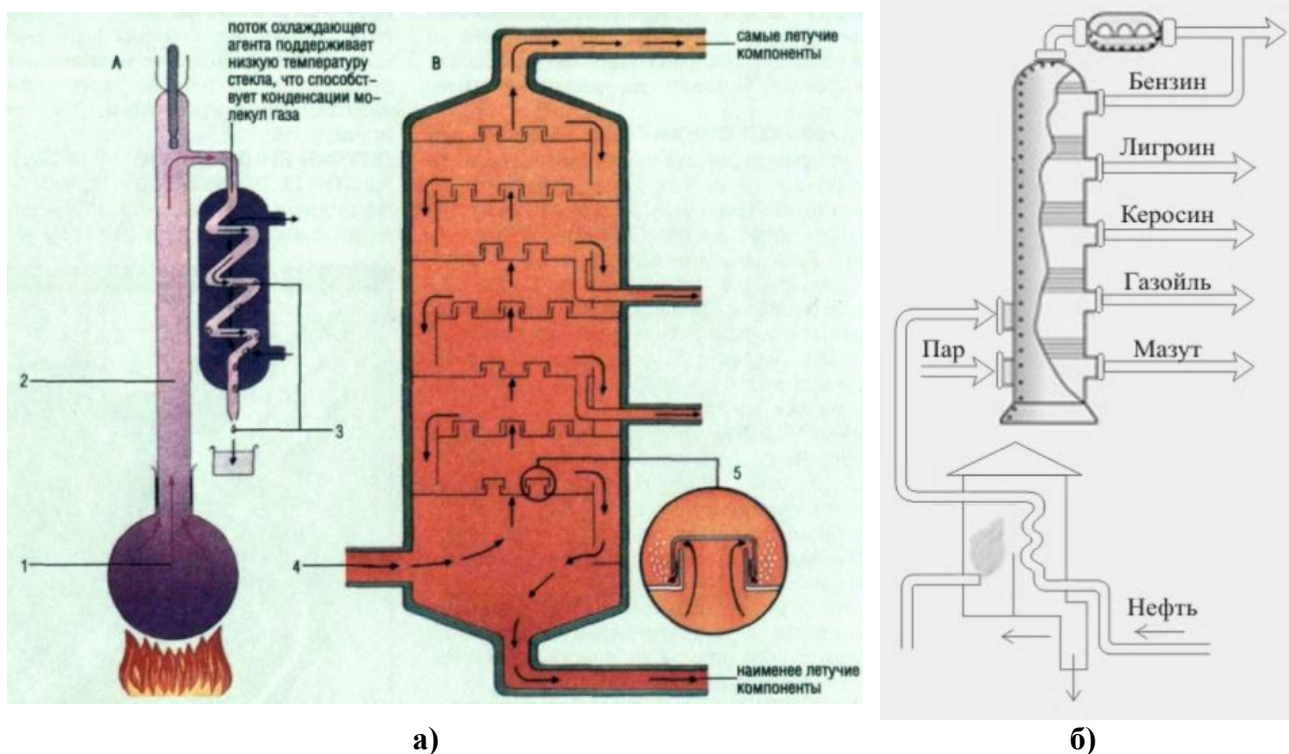


Рисунок 5 – а) схема дисцилляции (фракционирование нефти); б) разделение нефтепродуктов в ректификационной колонне

На рисунке 5а («В») изображено устройство для фракционной дистилляции сырой нефти. В нижней части создается более высокая температура, чем в верхней. Когда внутрь поступает сырая нефть (4), ее тяжелые составляющие опускаются на дно, а более легкие поднимаются в виде паров, которые через тарелки (5) нагнетаются через слой жидких фракций. Менее летучие компоненты конденсируются и сливаются с жидкостью. Когда уровень жидкости превышает заданный предел, она переливается. Поэтому пар по мере подъема вверх по колонне обогащается летучими компонентами.

1.4 Методы определения нефти в воде

Утвержден ряд методик □ количественного химического анализа вод, включенных в перечень методик, внесенных в Государственный реестр методик химического анализа и допущенных для целей государственного экологического мониторинга:

1. ПНД Ф 14.1:2.116–97. Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах

природных и сточных вод методом колоночной хроматографии с гравиметрическим методом.

2. ГОСТ Р 51797-2001. Вода питьевая. Метод определения содержания нефтепродуктов.
3. ГОСТ 31953-2012 (ISO 9377-2:2000). Межгосударственный стандарт. Вода. Определение нефтепродуктов методом газовой хроматографии.
4. РД 52.24.476-2007 Массовая концентрация нефтепродуктов в водах. Методика выполнения измерений ИК-фотометрическим методом.
5. МУК 4.1.1013-01 Определение массовой концентрации нефтепродуктов в воде.
6. ПНД Ф 14.1:2.62-96 Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и очищенных сточных водах методом колоночной хроматографии со спектрофотометрическим окончанием.
7. ПНД Ф 14.1:2.4.128–98 (изд. 2012 г.). Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных, питьевых, сточных вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02».
8. МВИ–05–94. Методика выполнения измерений содержаний НП в природных и сточных водах газохроматографическим методом с пламенно-ионизационным детектором.

Существуют и зарубежные методики определения нефтепродуктов в воде:

1. ASTM D5412-93 (2000) Standard Test Method for Quantification of Complex Polycyclic Aromatic Hydrocarbon Mixtures or Petroleum Oils in Water (by fluorescence spectroscopy).
2. ASTM D4281-95 (2005) e1 Standard Test Method for Oil and Grease (Fluorocarbon Extractable Substances) by Gravimetric Determination (Withdrawn 2012).

3. ASTM D3921-96 (2011) Standard Test Method for Oil and Grease and Petroleum Hydrocarbons in Water (Withdrawn 2013).
4. ISO 9377-2:2000. Water quality. Determination of hydrocarbon oil index. Part 2: Method using.

Аккредитованные лаборатории, как правило, имеют несколько методик. Набор разрешенных методик зависит от необходимого диапазона измерений, наличия аттестованного оборудования лаборатории, области аккредитации, наличия действующих ГСО и реактивов, а также от квалифицированного персонала лаборатории.

Основными методами качественного и количественного анализа для определения нефтепродуктов в воде являются гравиметрия, газовая хроматография, ИК-спектроскопия и флуориметрия.

1. Метод гравиметрии основывается на экстракции нефтепродуктов из пробы воды, последующей очистке экстракта от полярных веществ, удалении экстрагента при помощи выпаривания и взвешивании остатка. Обычно остаток используется при анализе сильно загрязненных проб. Он не может использоваться при анализе проб, в которых содержание нефтепродуктов на уровне ПДК, так как нижняя граница диапазона измерений составляет $0,3 \text{ мг/дм}^3$ при объеме анализируемой пробы в $3\text{--}5 \text{ дм}^3$. Очевидным достоинством данного метода является то, что предварительная градуировка средства измерения не требуется. Поэтому метод гравиметрии принят в качестве арбитражного [27].

2. Метод ИК-спектроскопии основан на экстрагировании нефтепродуктов из пробы при помощи четыреххлористого углерода или хладона 113, очистке экстракта от полярных соединений на оксиде алюминия в хроматографической колонке и последующей регистрации поглощения излучения в области спектра $2700\text{--}3200 \text{ см}^{-1}$, которое обусловлено валентными колебаниями $\text{CH}_3\text{--}$ и $\text{CH}_2\text{--}$ групп алифатических и алициклических соединений, а также боковых цепей ароматических УВ и CH-- связей ароматических соединений [27].

Данный метод может быть реализован как в варианте регистрации спектра поглощения при помощи традиционного или Фурье-спектрометра, так и в более простом варианте с использованием анализатора, измеряющего интегральное поглощение излучения в области $2900\text{--}3000\text{ см}^{-1}$, в которой наблюдаются наиболее интенсивные полосы поглощения, соответствующие асимметричным валентным колебаниям групп CH_3 и CH_2 .

Метод ИК-спектроскопии требует обязательной градуировки средства измерений с применением стандартов раствора нефтепродуктов в четыреххлористом углероде. В России используются стандартные образцы, приготовленные на основе трехкомпонентной смеси – 37,5% гексадекана, 37,5% 2,2,4-триметилпентана и 25% бензола по массе [27].

В России метод ИК-спектроскопии стандартизован для анализа питьевых вод [39], а также излагается в нормативных документах на методики выполнения измерений [34, 40] и рассматривается как основной, а иногда и единственный метод определения нефтепродуктов [41].

Нижняя граница диапазона измерения – $0,05\text{ мг/дм}^3$. Основное достоинство данного метода – слабая зависимость аналитического сигнала от типа нефтепродукта, составляющего основу загрязнения пробы. Основными недостатками метода являются: мешающее влияние липидов и других полярных соединений при условии их высокого содержания (в данном случае не хватает емкости хроматографической колонки, используемой для очистки экстракта) и неэкологичность метода, которая обусловлена применением высокотоксичных растворителей.

3. Метод газовой хроматографии основан на разделении УВ нефти в режиме программирования температуры. Нефтепродукты экстрагируют из пробы так же, как и для метода ИК-спектроскопии (четырехлористым углеродом или гексаном), затем полученный экстракт очищают на оксиде алюминия методом колоночной хроматографии и уже очищенный экстракт анализируют. Под аналитическим сигналом понимают суммарную площадь пиков на хроматограмме, начиная с пика декана ($\text{C}_{10}\text{H}_{22}$) и кончая пиком

тетраконтана ($C_{40}H_{82}$). Градуировка средства измерения также необходима. Она проводится с использованием смеси дизельного топлива и смазочного масла [42].

Нижняя граница диапазона измерений согласно стандарту [43] составляет $0,1 \text{ мг/дм}^3$, хотя известен ряд конкретных реализаций методики (например, методика разработанная ГУП ЦИКВ, С.–Петербург), в которых эта граница занижена и составляет всего $0,02 \text{ мг/дм}^3$ [27]. Таким образом, данный метод пригоден для анализа проб воды, содержащих нефтепродукты на уровне ПДК.

4. Метод тонкослойной хроматографии (ТСХ) широко применяется при исследовании нефтепродуктов в силу своей простоты, экономичности и эффективности. ТСХ является одним из вариантов плоскостной жидкостной хроматографии, в котором разделение веществ происходит на открытом слое сорбента.

Адсорбент в ТСХ наносят на пластину в виде тонкого слоя. Для закрепления адсорбента на поверхности применяют связующий реагент. Точку старта на пластинке располагают на расстоянии $1,5 \text{ см}$ от нижнего края, а финишную линию – на любом удобном расстоянии от точки старта. Анализируемый раствор наносят на линию старта с помощью микрошприца и помещают пластинку в герметичную камеру, на дно которой наливают слой растворителя толщиной около $0,5 \text{ см}$. Под действием капиллярных сил растворитель поднимается по пластинке, пока не достигнет линии финиша. Затем пластинку извлекают из камеры, дают растворителю испариться и устанавливают местоположение пятен различными методами. Разделяемые компоненты, в соответствии с коэффициентами распределения, переносятся подвижной фазой вдоль слоя сорбента, образуя отдельные зоны [44].

Положение каждой зоны характеризуется величиной R_f (rate fraction) – «физический смысл которой определяется отношением скоростей движения зоны определяемого вещества и элюента» [45]. Так как на практике измерить данные величины невозможно, то величину R_f , именуемую подвижностью,

опытным путем определяют как отношение расстояния l , пройденного веществом от точки старта до центра зоны, к расстоянию L , которое элюент прошел до линии фронта элюента от линии старта за то же время:

$$R_f = \frac{l}{L}. \quad (1)$$

5. Флуориметрический метод основывается на извлечении нефтепродуктов гексаном, очистке экстракта с последующим измерением интенсивности флуоресценции экстракта, которая возникает в результате оптического возбуждения. Данный метод отличается экспрессностью, высокой чувствительностью (нижняя граница диапазона измерений составляет $0,005 \text{ мг/дм}^3$), малыми объемами анализируемой пробы и отсутствием значимых мешающих влияний липидов [27].

В формировании аналитического сигнала в данном методе задействованы только ароматические углеводороды. Согласно [27], поскольку ароматические углеводороды «обладают различными условиями возбуждения и регистрации флуоресценции, наблюдается изменение спектра флуоресценции экстракта в зависимости от длины волны возбуждающего света».

1.5 Флуоресценции

1.5.1 Основы флуоресценции

Люминесценция тела – это избыточное излучение над температурным (тепловым) излучением, длительность которого значительно превышает период световых колебаний (τ световых колебаний $\approx 10^{-15} \text{ с}$). Переход молекулы в основное состояние с испусканием кванта света называется люминесценцией. Люминесценция тела (или холодное свечение) отличается от свечения нагретых тел, так как она происходит без нагревания.

Люминесценция широко используется для идентификации веществ, обнаружения веществ в малых концентрациях, для контроля изменений и степени чистоты веществ. Высокая чувствительность данного метода позволяет фиксировать небольшую степень изменения веществ, а в некоторых случаях по

люминесценции промежуточных соединений можно установить механизм химической реакции [46].

Поглотив квант света, молекула из основного (невозбужденного) состояния S_0 может перейти на разные колебательные подуровни электронных орбиталей (уровни возбужденных синглетных состояний S_1 , S_2 , ...) (рисунок 6). Время жизни молекулы в возбужденном синглетном состоянии составляет $\approx 10^{-9} - 10^{-8}$ с.

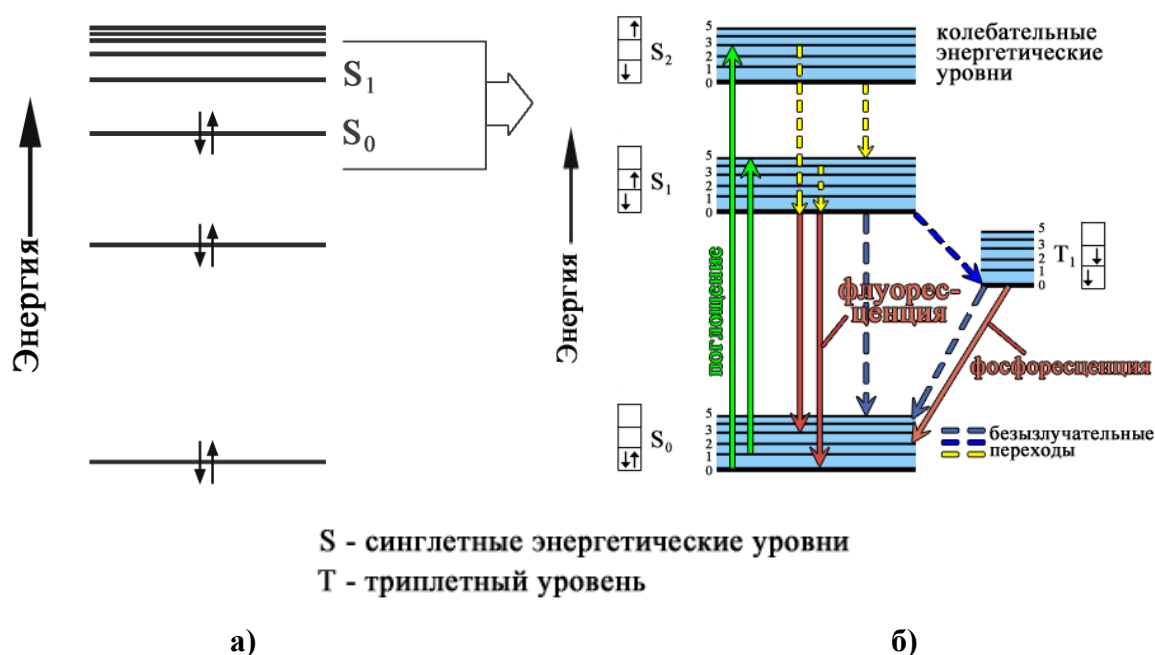


Рисунок 6 – Электронные энергетические уровни молекул и переходы между ними: а) электронные энергетические уровни молекулы с системой из трех сопряженных двойных связей; б) детализированный фрагмент схемы с рис. 6а)

Переход молекулы из возбужденных состояний в основное сопровождается растратой энергии на тепло без излучения кванта света (безызлучательный переход, внутренняя конверсия) и люминесценцией (с излучением) (рис. 6б). Так как переход может происходить на разные колебательные подуровни состояние S_0 , то в спектре флуоресценции будет тонкая структура. Так же молекула может переходить в триплетное состояние T_1 (обращение электрона на орбитали S_1). Триплет-синглетные переходы имеют квантово-механический запрет, поэтому среднее время жизни (время жизни возбужденного состояния) молекулы при фосфоресценции составляет порядка

10^{-2} – 10^{-4} с, в отличие от флуоресценции, для которой время жизни возбужденного состояния составляет 10^{-8} – 10^{-9} с.

Существует несколько видов люминесценции по способу возбуждения молекул:

1. Фотолюминесценция (возбуждение ИК, видимым или УФ излучением).
2. Рентгенолюминесценция (возбуждение рентгеновским излучением).
3. Катодолюминесценция (удары быстрых электронов, на этом явлении была основана работа экранов телевизоров).
4. Хемилюминесценция (наблюдается в химических реакциях).
5. Триболюминесценция (возникает при разрушении некоторых кристаллов).
6. Биолюминесценция (наблюдается в биохимических реакциях).
7. Сонолюминесценция (возбуждение молекул жидкости осуществляется звуком или ультразвуком) [46].

Флуоресценция – разрешенный по спину излучательный переход из возбужденного синглетного состояния S_1 в основное состояние S_0 . Фосфоресценция – запрещенный по спину излучательный переход из возбужденного триплетного состояния T_1 в основное состояние S_0 . Флуоресценция и фосфоресценция относятся к фотолюминесценции и являются кратковременным и долговременным послесвечениями соответственно.

Флуоресценция наблюдается в жидкой, твердой и газообразной фазах. Флуоресцировать способны многие органические вещества, которые, как правило, содержат систему сопряженных π -связей. Наиболее известными являются хинин, флуоресцеин, эозин, акридиновые красители, родамины, тиазоловые красители и многие другие. Интерес к этим веществам обусловлен широким спектром их применения: в промышленности, в биохимических, медицинских и химических исследованиях, криминалистике, гидрологии и экологии.

Поглощение монохроматического пучка света гомогенной поглощающей средой подчиняется закону Бугера–Ламберта–Бера:

$$\frac{I}{I_0} = 10^{-\varepsilon Cl} \text{ или } -\lg T = A = \varepsilon Cl, \quad (2)$$

где ε – молярный коэффициент поглощения (экстинкции), л/(моль×см). Зависит от вещества, длин волны света и температуры; l – толщина поглощающего слоя (длина оптического пути), см; C – концентрация поглощающего вещества, моль/л; $A = \varepsilon Cl$ – оптическая плотность или поглощение; I – интенсивность светового потока, прошедшего через слой вещества за единицу времени; I_0 – интенсивность падающего светового потока. Определяется особенностями источника света. Следует различать лампы с непрерывным и линейчатым спектром; $T = 10^{-A}$ – доля прошедшего через кювету света (пропускание).

Величина интенсивности флуоресценции F может быть представлена следующим образом:

$$F = kI_0(1 - T)q = kI_0(1 - 10^{-A})q = kI_0(1 - 10^{-\varepsilon Cl})q, \quad (3)$$

k – коэффициент пропорциональности. Определяется особенностями регистрирующей системы (ширина щелей монохроматора спектрофлуориметра, напряжение на фотоумножителе спектрофлуориметра и т.д.); $(1 - T) = (1 - 10^{-A})$ – доля света, поглощенного веществом; q – квантовый выход флуоресценции. Определяется отношением числа излученных квантов к числу поглощенных.

Согласно уравнению 3 зависимость интенсивности флуоресценции от концентрации (поглощения) вещества не является линейной зависимостью и представляет собой кривую с насыщением (рисунок 7).

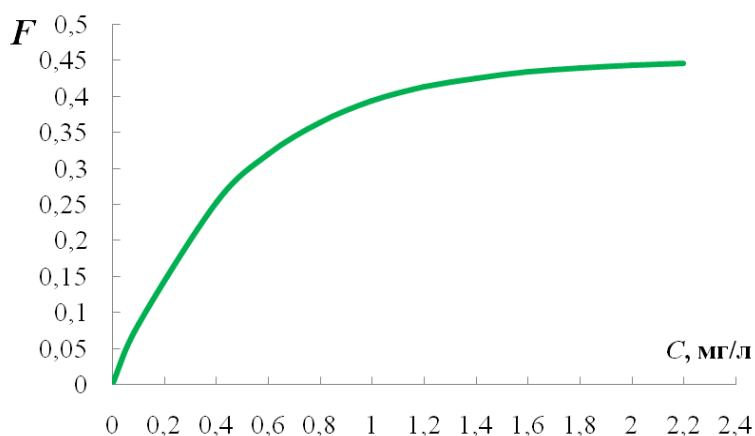


Рисунок 7 – Теоретически рассчитанная зависимость интенсивности флуоресценции от поглощения с известным квантовым выходом $q=0,9$

Люминесцентный метод характеризуется высокой чувствительностью и специфичностью. Для веществ с высоким коэффициентом экстинкции ($\epsilon \approx 10^5$) и большим квантовым выходом флуоресценции (около 1) можно обнаружить до 10^{-10} М этих веществ. Поскольку часто спектры флуоресценции растворов органических веществ представляют собой размытые широкие полосы, то для увеличения информации, получаемой из спектров флуоресценции, проводят измерения в парах. В этом случае спектры имеют определенную структуру, т. е. содержат узкие характерные полосы. Для выяснения тонкой структуры спектров флуоресценции их исследуют при низких температурах (например, при температуре жидкого азота 77 К). При этом подбирают растворители, в которых наиболее отчетливо проявляется структура спектров.

1.5.2 Спектры флуоресценции

Спектр флуоресценции – зависимость интенсивности люминесценции от длины волны люминесценции. Спектр возбуждения люминесценции – зависимость интенсивности люминесценции от длины волны возбуждающего света. С целью получения истинных спектров флуоресценции требуется их дополнительная обработка: пересчет спектров с учетом спектральной чувствительности, так как чувствительность используемых фотоумножителей неодинакова для разных длин волн.

В фундаментальных научных исследованиях основное внимание уделяется изучению спектров инфракрасного диапазона [47], в которых присутствует большое количество узких характерных пиков, облегчающих идентификацию молекулярных структур смолисто-асфальтеновых веществ. Спектры же видимого (В) и ультрафиолетового (УФ) диапазонов сравнительно менее изучены, так как считаются малоинформативными из-за того, что для большинства нефтяных систем и растворов смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) характерные пики в подобных спектрах не наблюдаются и соответствующие графики описываются достаточно гладкими кривыми. Однако само отсутствие характерных особенностей В/УФ спектров

непосредственно связано со свойствами смолисто-асфальтовых веществ. Специфическая коричневатая окраска является одним из типичных признаков САВ и обусловлена присутствием широких электронных полос поглощения в видимом и УФ диапазоне.

Спектры поглощения и флуоресценции определяются распределением колебательных подуровней состояний S_0 и S_1 по энергиям. Это распределение часто одинаково для обоих состояний, поэтому спектр испускания близок к зеркальному отражению спектра поглощения, если оба спектра изображены в шкале частот.

Излучательный переход в молекуле происходит на разные колебательные подуровни основного состояния, причем акт испускания, также как и поглощения, сопровождается повышением общей колебательной энергии молекулы. Таким образом, энергия поглощенного кванта всегда больше, чем энергия кванта флуоресценции, а спектр флуоресценции будет расположен в более длинноволновой области, чем самый длинноволновый максимум в спектре поглощения (закон Стокса). Очевидно, что поскольку высвечивание квантов флуоресценции происходит с самого нижнего колебательного подуровня возбужденного первого синглетного состояния, спектр флуоресценции не зависит от длины волны возбуждения (закон Вавилова).

Для регистрации интенсивности флуоресценции используется спектрофлуориметр. Свет от источника (лампы) проходит через монохроматор для выделения определенной длины волны возбуждения. Образец находится в кювете, помещенной в кюветодержатель. Свет, прошедший через образец, также попадает на монохроматор для выделения определенной длины волны (длина волны регистрации). Диспергирующими элементами служат призмы или дифракционные решетки, а необходимый спектральный диапазон выделяют при помощи щелей, линз и зеркал. После прохождения монохроматора слабый свет люминесценции должен быть преобразован в электрический сигнал. Для этого используют фотоумножители. Затем сигнал регистрируется детектором и далее обрабатывается с помощью программного обеспечения (рисунок 8).



Рисунок 8 – Схема регистрации интенсивности флуоресценции

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является система автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды.

В ходе выполнения работы решались следующие задачи: изучение основных методов обнаружения утечек нефти на нефтепроводах; изучение основных методы анализа нефти в водных объектах; измерение водных растворов нефти методом флуориметрии; обоснование метрологических и эксплуатационных характеристик измерительного прибора; получение градуировочной характеристики системы на растворах рибофлавина и апробация системы на водных растворах нефти.

В процессе исследования применялись методы гравиметрии, газовой хроматографии, тонкослойной хроматографии, ИК-спектроскопии, флуориметрии.

3 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НЕФТИ НА ПЕРЕХОДАХ НЕФТЕПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ

Согласно [26], методы определения в воде нефтепродуктов должны удовлетворять следующим требованиям:

- нижний предел обнаружения нефтепродуктов должен составлять не более 0,05 мг/дм³;
- погрешность определения содержания нефтепродуктов не должна превышать $\pm 80\%$ при содержании в воде нефтепродуктов до 0,1 мг/дм³ и $\pm 20\%$ при содержании нефтепродуктов свыше 0,1 мг/дм³.

Для исследования были отобраны следующие образцы НиНП:

1. Керосин (ТУ 2319–004–71371272–2006).
2. Отработка.
3. Нефть SVA–K49–50346 (Салымское месторождение).
4. Бензин Галоша (Нефрас–С2–80/120, ТУ 0251–030–39389126–08).
5. Бензин марки Лукойл АИ-92.
6. Дизельное топливо.
7. Полусинтетическое моторное масло люкс марки Лукойл (10W–40SL/CF).
8. Нефть (месторождение Ондатровое).
9. Нефть (месторождение Меретояхское).
10. Нефть (месторождение Мыльдженское).

На первом этапе работ исследовались основные методы анализа воды на наличие нефти и нефтепродуктов.

3.1 ИК-спектроскопия

Обнаружение нефти и нефтепродуктов в воде методом ИК-спектроскопии осуществлялось на двух приборах: методом нарушенного полного внутреннего отражения (НПВО) на ИК-Фурье-спектрометре Nicolet

iS10 и на концентратометре КН-3 методом фотометрического измерения оптической плотности растворов в ИК диапазоне.

3.1.1 ИК-Фурье-спектрометр

Фурье-спектрометры инфракрасные предназначены для измерения содержания различных органических и неорганических веществ в твердых, жидких и газообразных образцах, продуктах питания, почвах, волокнах, полимерах, нефтепродуктах, фармацевтических препаратах и т.д. по спектрам поглощения в инфракрасной области электромагнитных излучений.

Принцип действия прибора основан на том, что при движении одного из зеркал интерферометра происходит изменение разности хода между интерферирующими лучами; контроль положения и скорости движения зеркала интерферометра осуществляется с использованием встроенного вспомогательного маломощного лазера. Регистрируемый световой поток на выходе интерферометра (интерферограмма) представляет собой фурье-образ регистрируемого оптического спектра. Сам спектр (в шкале волновых чисел) получается после выполнения специальных математических расчетов над интерферограммой (обратное преобразование Фурье).

Фурье-спектрометр представляет собой стационарный автоматизированный настольный прибор, состоящий из двухлучевого интерферометра, источника и приемника излучения, оптической системы и блока электроники.

Модель Nicolet iS10 предназначена как для рутинных, так и для исследовательских работ в криминалистических лабораториях, отделах контроля качества и химических лабораториях общего профиля (рисунок 9). Отличается возможностью подключения внешних приставок (инфракрасного микроскопа, дополнительного кюветного отделения iZ10, интерфейса к прибору для термогравиметрического анализа и пр.). Для расширения спектрального диапазона может комплектоваться специальным

светоделителем. Имеется встроенная панель для выполнения наиболее часто встречающихся операций без использования клавиатуры компьютера.



Рисунок 9 – ИК-Фурье-спектрометр Nicolet iS10

В фурье-спектрометрах используется программное обеспечение OMNIC, предназначенное для управления работой фурье-спектрометра и процессом измерений, а также для хранения и обработки полученных данных. Измерения проводились в диапазоне от 65 до 4000 см^{-1} . Детектор – DTGS KBr (deuterated triglycine sulfat, KBr – window), окна выполнены из селенита цинка – ZnSe.

В ИК-спектрах сырых нефтей и их фракций, как правило, обнаруживаются практически все характеристические полосы поглощения основных функциональных групп многоатомных органических молекул. Многокомпонентность состава, внутри- и межмолекулярная структура нефтяных систем обуславливают сложную (по сравнению со спектрами индивидуальных соединений) картину перекрывания и наложения полосы поглощения с искажением их формы и интенсивности. Поэтому прямая качественная интерпретация, а тем более количественные расчеты, связывающие интенсивность поглощения в ИК области спектра с содержанием той или иной функциональной группы – невозможна.

Полученные спектры исходных нефтепродуктов и нефти и испаренных представлены в Приложениях Б и В соответственно. ИК-спектры сравнения

исходных и испаренных образцов нефти и нефтепродуктов представлены в Приложении Г.

3.1.1.1 Идентификация и сравнение спектров

Идентификация спектров проводится в несколько этапов: сначала смотрят на области длин волн по групповым частотам, затем сравнивают полученный спектр со спектрами эталонных веществ (по атласам, электронным базам). Если такое приближение непригодно, то приступают к критическому рассмотрению спектров родственных структур [48].

Структурно-групповой состав нефтей и компонентов определяется по интенсивности характеристических полос поглощения в ИК-спектрах. Большинство органических соединений содержат метиленовые ($-\text{CH}_2$) и метильные ($-\text{CH}_3$) группы, поэтому в их ИК-спектрах есть полосы в области $2950\text{--}2850\text{ см}^{-1}$ (обычно 2 полосы валентных колебаний связи C-H), около 1470 см^{-1} (полоса деформационных асимметричных колебаний связи C-H), 1380 см^{-1} (деформационных симметричных колебаний связи C-H) и 720 см^{-1} (деформационные колебания метиленовой группы) [49]. Присутствие ароматической группы, как правило, обнаруживается по полосам 3030 и $1610\text{--}1510\text{ см}^{-1}$ [49, 50], характер замещения определяется по сильному поглощению ниже 900 см^{-1} . Полосы в области $1225\text{--}950\text{ см}^{-1}$ (полосы плоских деформационных колебаний) имеют второстепенное значение. Карбонильные группы смотрят по полосам в области $1720\text{--}1700\text{ см}^{-1}$. Расположение групповых частот представлено на рисунке 10.

Положение пиков в ИК-спектрах исходных и испаренных образцов нефти и нефтепродуктов, их идентификация представлены в таблице Д.1 Приложения Д [49, 51, 52].

Спектры исходных и испаренных образцов нефти, дизельного топлива, моторного масла марки Лукойл и отработки содержат пики в одинаковых полосах, это говорит о том, что фракционный состав данных образцов не изменился (в качественном плане).

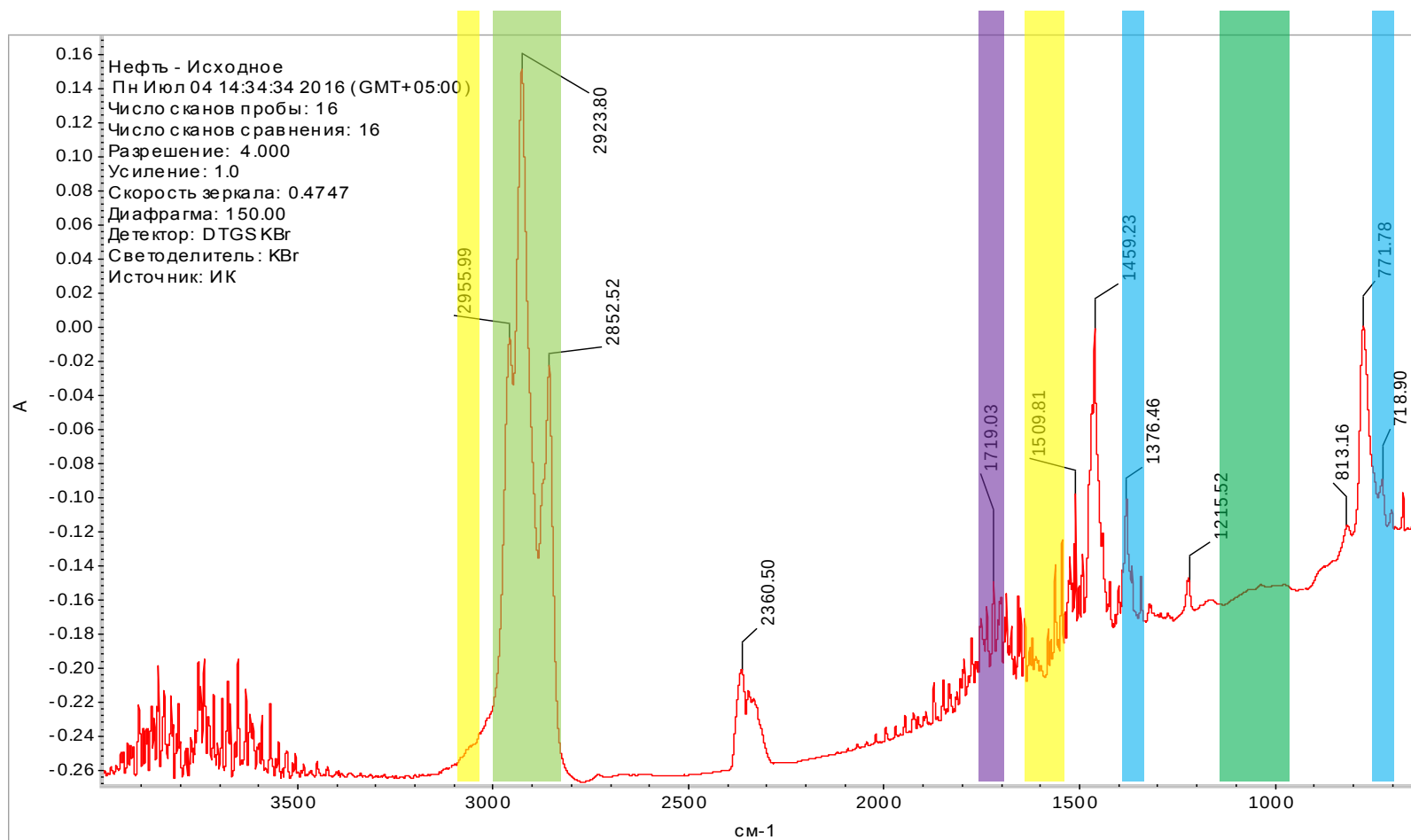


Рисунок 10 – Характерные частоты для основных групп соединений

	валентные колебания метильных и метиленовых групп
	деформационные колебания метильных и метиленовых групп
	колебания связей ароматических структур
	колебания связей ароматических структур (второстепенная полоса)
	полоса поглощения карбонильных групп

Спектры исходных и испаренных образцов бензина марки Лукойл и керосина заметно изменились. В спектре испаренного бензина отсутствуют колебания в полосе 1495,59, 1362,66, 730,39 и 698,20 см^{-1} . Это говорит о том, что в результате испарения фракционный состав изменился: исчезли полосы, соответствующие колебаниям связей в гетероциклических соединениях (пиридинах и хинолинах), в группе $-\text{COOCH}_3$ (алканы) и тиюфенах. Также в ИК-спектре испаренного образца появились колебания связей в полосах 2358,20, 1721,33, 1215,52, 1033,88 см^{-1} . Появившиеся пики в этих полосах свидетельствуют о появлении в составе испаренного образца бензина двуокиси углерода, карбонильных соединений, 1,2-, 1,4-, 1,2,4- замещенных ароматических соединений (1215,52 см^{-1}) и 1-, 1,3-, 1,2,3- и 1,3,5-замещенных бензолов (1033,88 см^{-1}).

В ИК-спектре испаренного образца керосина появились полосы, соответствующие колебанию связей в двуокиси углерода, карбонильных соединениях. Валентные колебания бензольного кольца переместились в полосу 1509,81 см^{-1} . Также в результате испарения исчезли полосы, соответствующие колебаниям связей в тиюфенах, 1,3-, 1,3,5- и в 1,2,3-замещенных бензолах, в группе $\text{HRC}=\text{CR}'\text{H}_{(\text{цис-})}$ у алкенов и в циклических эфирах.

Находясь на воздухе, легкие фракции нефтепродуктов подвергаются окислению. По этой причине появляются полосы 2360 и 1720-1700 см^{-1} в спектрах испаренных образцов керосина и бензина.

3.1.1.2 Расчет коэффициентов

По формулам, представленным в [53–56] рассчитали спектральные коэффициенты ароматичности (A_1 , A_2), окисленности (C_1), алифатичности (C_2) и разветвленности (P , I).

1. Степень разветвленности парафиновых цепей углеводородов, как правило, оценивают по полосам поглощения метильных и метиленовых групп в области 1380, 1457 и 720 см^{-1} . Коэффициент разветвленности структур

вычисляют с помощью коэффициента P , который представляет собой отношение интенсивностей (высоты пика) наиболее характерных полос поглощения для $-\text{CH}_3$ групп:

$$P = \frac{I_{1380}}{I_{1457}}. \quad (3)$$

Условное содержание парафиновых структур оценивают по коэффициенту Π , который равен отношению интенсивности (высоты пика) полосы поглощения деформационных колебаний в метиленовых группах к интенсивности (высоте пика) полосы поглощения соответствующей валентным колебаниям в метильных группах:

$$\Pi = \frac{I_{721}}{I_{1457}}. \quad (4)$$

Чем больше это соотношение, тем выше степень разветвленности парафиновых структур в нефти и нефтепродуктах.

2. Для исследования ароматических структур наиболее информативны полосы поглощения $812\text{--}816$ и 1600 см^{-1} . Степень ароматичности может быть охарактеризована некоторыми коэффициентами A_1 – условное отношение ароматических структур к парафиновым и A_2 – условное содержание ароматических структур.

Условное отношение ароматических структур к парафиновым – A_1 – представляет собой соотношение интенсивностей (высот пика) наиболее характерных полос поглощения для ароматических структур (1610 см^{-1}) относительно метиленовых групп парафиновых структур (721 см^{-1}):

$$A_1 = \frac{I_{1610}}{I_{721}}. \quad (5)$$

Условное содержание ароматических структур – A_2 – представляет собой соотношение интенсивностей (высот пика) наиболее характерных полос поглощения для ароматических структур (1610 см^{-1}) относительно метильных групп парафиновых структур (1457 см^{-1}):

$$A_2 = \frac{I_{1610}}{I_{1457}}. \quad (6)$$

Чем больше эти коэффициенты, тем больше степень ароматизации нефти и нефтепродуктов.

3. Степень окисленности – C_1 – представляет собой соотношение интенсивностей (высот пика) наиболее характерных полос поглощения для карбонильных соединений (1717 см^{-1}) относительно метильных групп парафиновых структур (1457 см^{-1}):

$$C_1 = \frac{I_{1717}}{I_{1457}}. \quad (7)$$

4. Степень алифатичности – C_2 – характеризуется отношением суммы интенсивностей (высот пика) полос поглощения метиленовых и метильных групп (721 и 1380 см^{-1}) к интенсивности (высоте пика) полосы поглощения ароматических структур (1610 см^{-1}):

$$C_2 = \frac{I_{721} + I_{1380}}{I_{1610}}. \quad (8)$$

Величины оптической плотности и высоты пиков по полосам поглощения для анализируемых образцов нефти и нефтепродуктов представлены в таблицах 3 и 4 соответственно. Значения рассчитанных спектральных коэффициентов представлены в таблице 5.

Таблица 3 – Величина оптической плотности образцов на основных частотах

		Оптическая плотность				
		1710 см^{-1}	1606 см^{-1}	1457 см^{-1}	1380 см^{-1}	720 см^{-1}
НЕФТЬ	исходный	-0,151	-0,195	-0,002	-0,102	-0,091
	испаренный	-0,150	-0,197	-0,001	-0,102	-0,090
МАСЛО	исходный	-0,085	-0,135	0,043	-0,044	-0,045
	испаренный	-0,118	-0,180	0,010	-0,082	-0,082
ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО	исходный	-0,162	-0,196	-0,049	-0,118	-0,121
	испаренный	-0,163	-0,198	-0,041	-0,115	-0,114
ОТРАБОТКА	исходный	-0,134	-0,186	-0,001	-0,093	-0,090
	испаренный	-0,135	-0,188	-0,001	-0,095	-0,091
КЕРОСИН	исходный	-0,094	-0,090	0,019	-0,031	-0,029
	испаренный	-0,146	-0,186	-0,028	-0,031	-0,091
БЕНЗИН	исходный	-0,032	-0,020	0,051	0,014	0,136
	испаренный	-0,028	-0,131	-0,034	-0,040	0,004

Таблица 4 – Значения высот пиков анализируемых образцов для расчетных волновых чисел

		Высота пика				
		1710 см ⁻¹	1606 см ⁻¹	1457 см ⁻¹	1380 см ⁻¹	720 см ⁻¹
НЕФТЬ	исходный	0,041	0,006	0,139	0,045	0,019
	испаренный	0,042	0,006	0,140	0,044	0,021
МАСЛО	исходный	0,040	0,005	0,134	0,043	0,021
	испаренный	0,039	0,006	0,141	0,046	0,022
ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО	исходный	0,024	0,008	0,104	0,041	0,009
	испаренный	0,025	0,007	0,111	0,044	0,011
ОТРАБОТКА	исходный	0,040	0,005	0,138	0,044	0,022
	испаренный	0,040	0,006	0,139	0,044	0,022
КЕРОСИН	исходный	0,005	0,004	0,096	0,047	0,010
	испаренный	0,030	0,007	0,134	0,054	0,015
БЕНЗИН	исходный	0,002	0,010	0,017	0,060	0,119
	испаренный	0,022	0,023	0,034	0,080	-0,017

Таблица 5 – Спектральные коэффициенты

		Коэффициенты (по высотам)					
		A_1	A_2	P	C_1	C_2	Π
НЕФТЬ	исходный	0,317	0,043	0,324	0,298	10,650	0,136
	испаренный	0,286	0,043	0,314	0,300	10,833	0,150
МАСЛО	исходный	0,237	0,037	0,321	0,299	12,820	0,157
	испаренный	0,273	0,043	0,326	0,277	11,333	0,156
ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО	исходный	0,889	0,077	0,394	0,230	6,250	0,087
	испаренный	0,655	0,065	0,396	0,225	7,639	0,099
ОТРАБОТКА	исходный	0,227	0,036	0,319	0,288	13,200	0,159
	испаренный	0,273	0,043	0,316	0,291	11,000	0,158
КЕРОСИН	исходный	0,400	0,042	0,490	0,048	14,250	0,104
	испаренный	0,453	0,051	0,403	0,223	10,147	0,112
БЕНЗИН	исходный	0,086	0,596	3,509	0,106	17,549	6,959
	испаренный	-1,359	0,681	2,360	0,649	2,727	-0,501

Попадая в природу, нефть подвергается различным внешним воздействиям (действию солнечных лучей, взаимодействию с водой и т.п.). Следовательно, состав нефти и, как результат, спектр поглощения нефти изменяются, поэтому спектр поглощения нефти зависит от времени (так как более легкие фракции испаряются, а оставшиеся фракции подвергаются погодному старению [48]).

Образцы нефти и нефтепродуктов в чашке Петри испарялись трое суток. Фракционный состав нефти, как было сказано выше, в качественном плане не изменился, но наблюдается незначительное повышение оптической плотности.

Это может говорить о начавшихся изменениях в составе нефти. После испарения ароматичность нефти снизилась, а показатели условного содержания парафиновых структур и окисленности увеличились. Для дизельного топлива наблюдается похожая тенденция. Ароматичность керосина снизилась, а условное содержание парафиновых структур и коэффициент окисленности увеличились. Ароматичность дизельного топлива снизилась, а коэффициент окисленности и условного содержания парафиновых структур практически не изменились.

Коэффициенты, рассчитанные для моторного масла и отработанного, примерно одинаковы и изменяются одинаково. Их ароматичность увеличилась (в отличии от всех других образцов нефтепродуктов), а условное содержание парафиновых структур не изменилось.

По показателю ароматизированности A_1 можно судить о типе нефти. Для метановых нефтей $A_1 < 0,35$, метано-нафтеновых $0,3 \leq A_1 \leq 0,5$, нафтеновых $0,6 < A_1 < 1,2$, нафтено-ароматических $1,2 \leq A_1 \leq 3,5$. Значение коэффициента A_1 для исходного и испаренного образца нефти равны 0,3175 и 0,2857 ($< 0,35$) соответственно, следовательно, нефть Салымского месторождения относится к метановым нефтям.

3.2 Спектры чистых нефтей на Панораме, разбавленных растворов

Были приготовлены водные растворы нефтей (1:1) с разных месторождений. Спектры водных растворов (рисунки 11–15) снимали на флуориметре «Флюорат–02–Панорама».

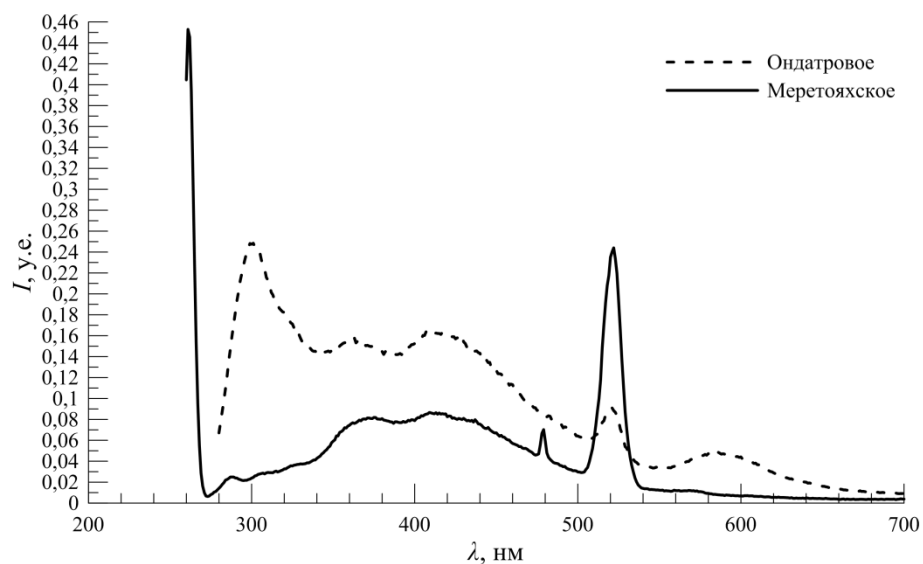


Рисунок 11 – Спектры раствора нефти с разных месторождений на длине волны возбуждения 260 нм (через сутки)

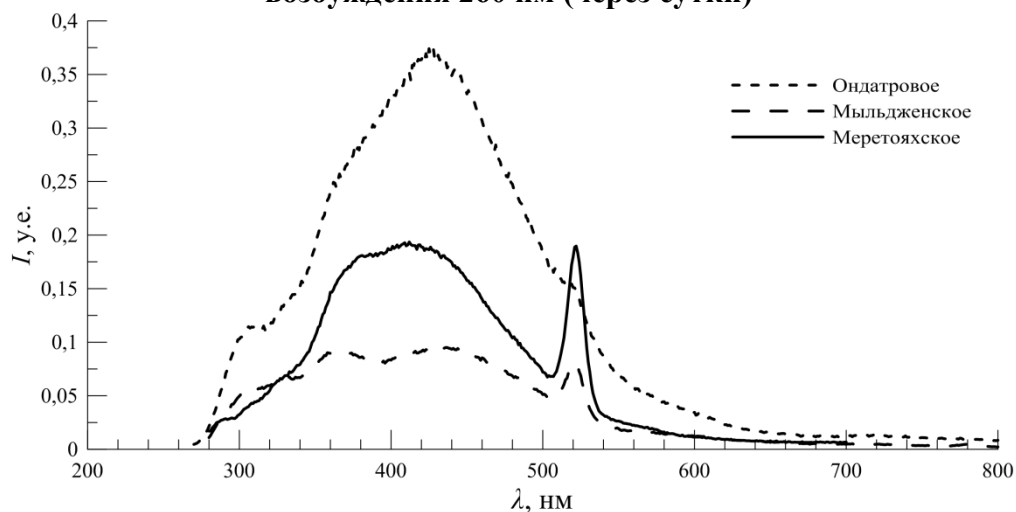


Рисунок 12 – Спектры раствора нефти с разных месторождений на длине волны возбуждения 260 нм (через полгода)

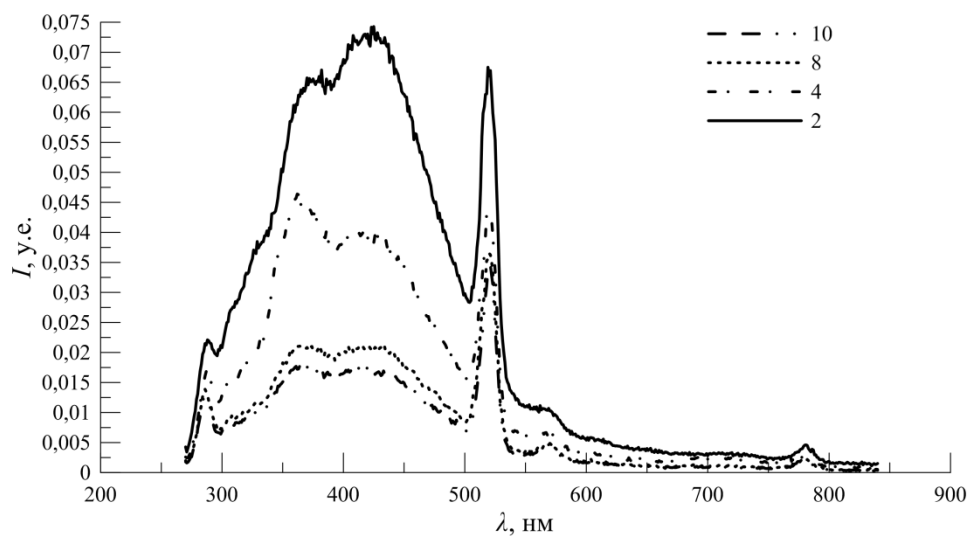


Рисунок 13 – Спектры разбавленных в 2, 4, 8 и 10 раз водного раствора нефти с Меретояхского месторождения при возбуждении на 260 нм

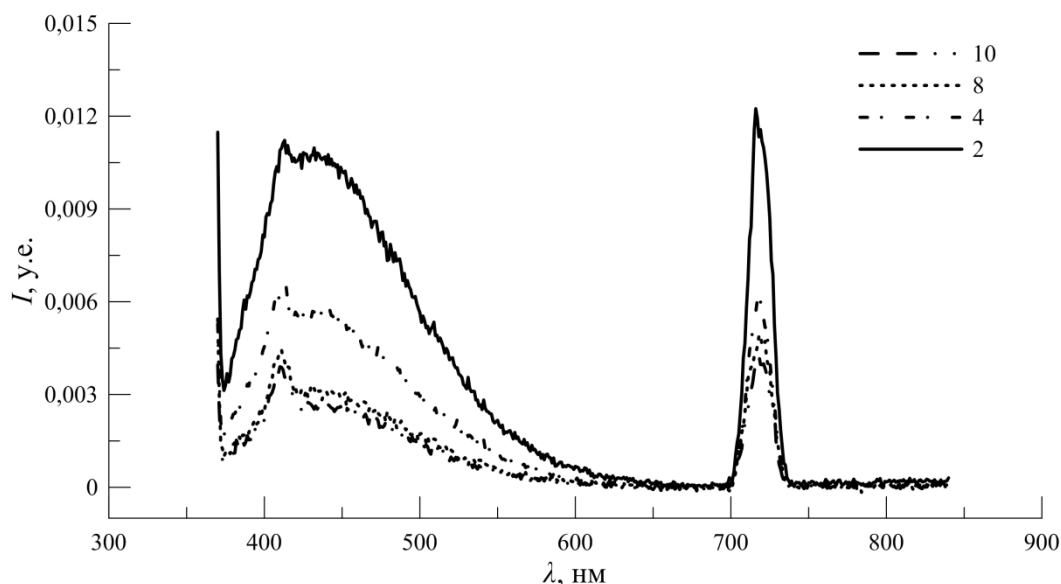


Рисунок 14 – Спектры разбавленных в 2, 4, 8 и 10 раз водного раствора нефти с Меретояхского месторождения при возбуждении на 360 нм

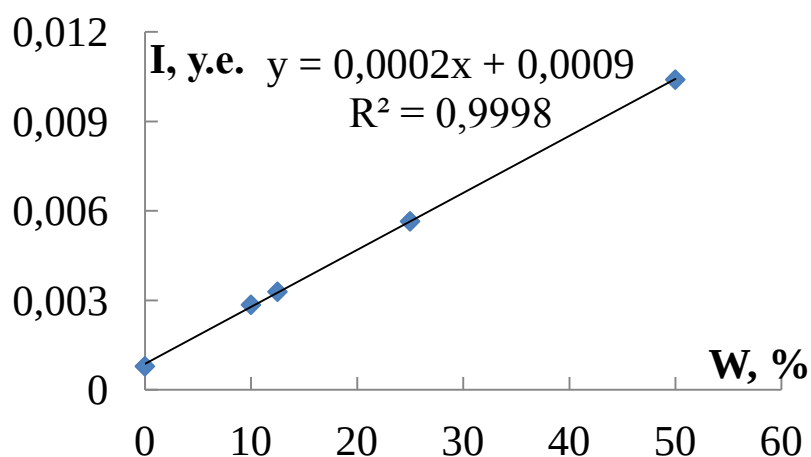


Рисунок 15 – Доля насыщенного раствора нефти в воде в % при его разбавлении в 2, 4, 8 и 10 раз

3.3 Флуоресценция рибофлавина + прибора (градуировки на модельных растворах рибофлавина)

Была разработана измерительная ячейка для проведения флуориметрических измерений водных растворов нефти. Внешний вид измерительной ячейки представлен на рисунке 16. Она представляет собой корпус, покрытый графитовой черной краской 1 (используется для устранения мешающего влияния солнечного света на сигнал); выходной патрубком слива анализируемой жидкости 2 и входной патрубком для подачи анализируемой жидкости в измерительную ячейку 3. Так же имеется разъем для подключения к ПК 4 и разъём для подключения питания излучающего светодиода 5.

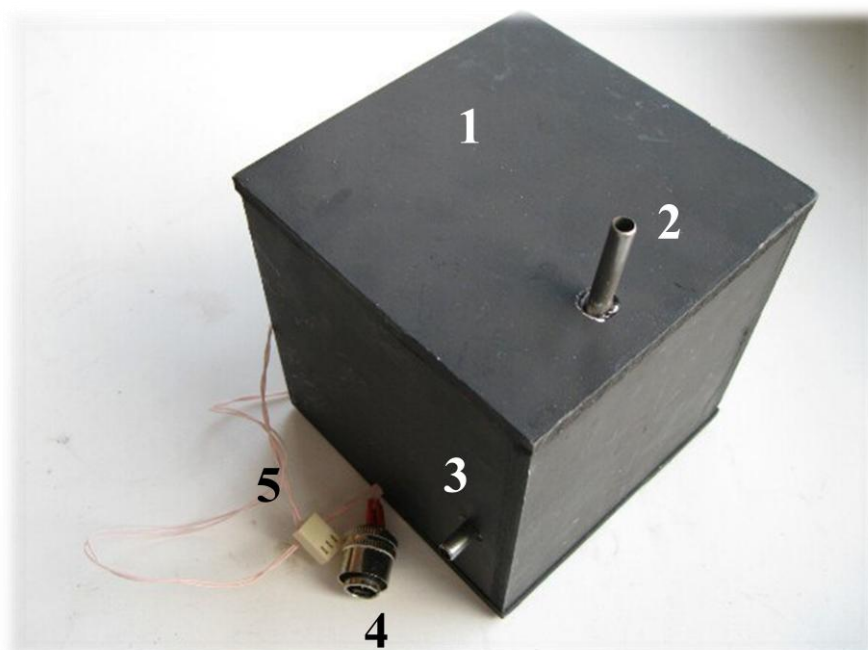


Рисунок 16 – Измерительная ячейка (внешний вид)

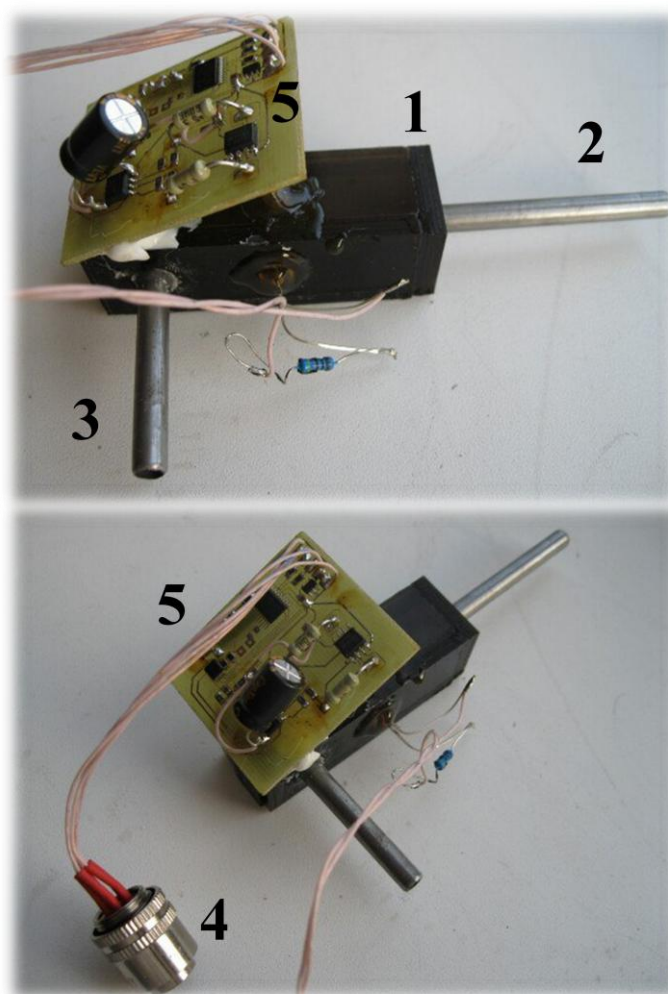


Рисунок 17 – Измерительная ячейка

Сама измерительная ячейка изготовлена из черного оргстекла 1. К ячейке подведены выходной патрубок слива анализируемой жидкости 2 и входной патрубок для подачи анализируемой жидкости в измерительную ячейку 3. Через разъем для подключения к ПК 4 регистрируемый при помощи печатной платы с измерительными микросхемами 5 сигнал отображается на мониторе

Были сняты градуировочные характеристики на растворах рибофлавина (рисунки 18, 19).

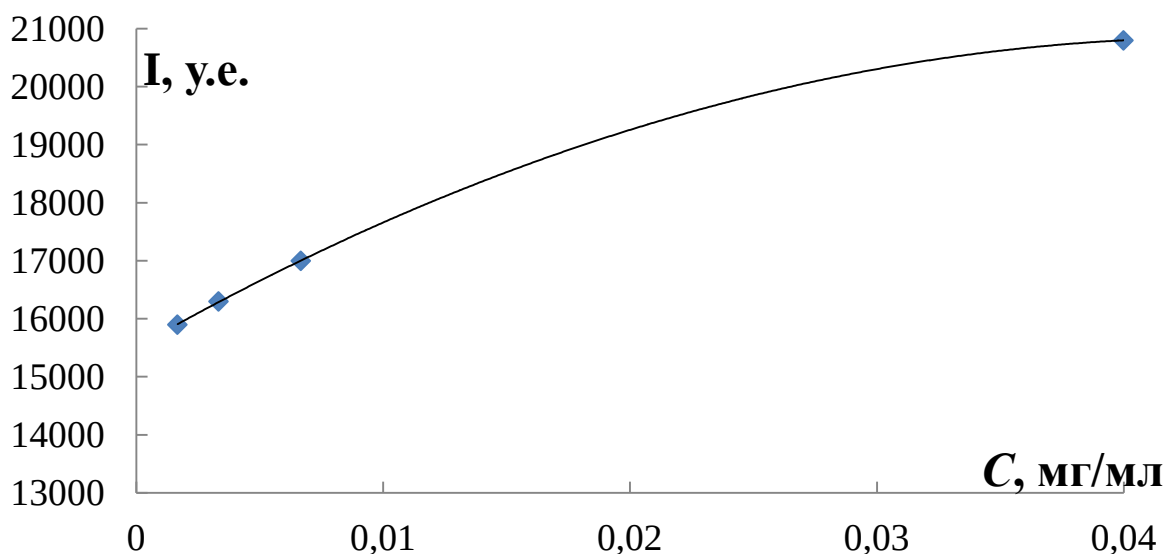


Рисунок 18 – Градуировочная характеристика исходного и разбавленных растворов рибофлавина

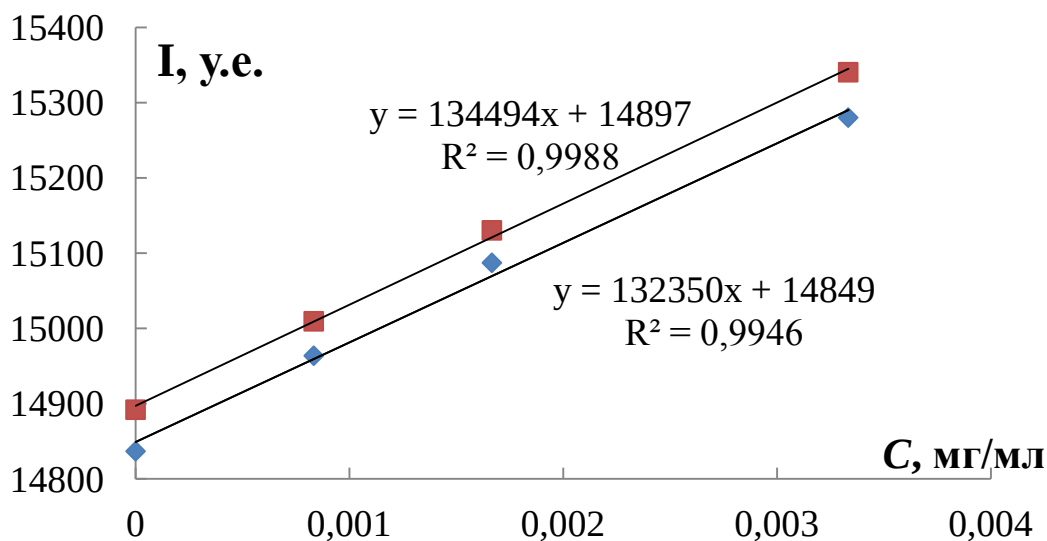


Рисунок 19 – Градуировочные характеристики разбавленных растворов рибофлавина

4 РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате проведенных исследований были ...

Обнаружение нефти и нефтепродуктов было проведено методом ИК-спектроскопии. Данный метод проверяли на ИК-Фурье-спектрометре Nicolet iS10. ИК-Фурье-спектрометр позволяет получить информацию о составе исследуемых образцов по характерным полосам поглощения, а также провести относительно количественную оценку содержания парафинов, ароматических и карбонильных соединений.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Предпроектный анализ

5.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью магистерской диссертации является разработка системы автоматического обнаружения аварий на переходах через водные преграды при помощи метода флюориметрии. Целевым рынком для разрабатываемой системы являются лаборатории аналитической химии, работающие в области флюориметрии, аналитические центры, работающие в области экологического мониторинга водных объектов, а также компании нефтяной промышленности, осуществляющие транспортировку нефти. Карта сегментирования рынка аналитического оборудования для анализа водных проб на содержание нефтепродуктов представлена на рисунке 5.1.

Заинтересованные стороны	Характеристики прибора			
	невысокая стоимость	портативность	чувствительность	точность
лаборатории аналитической химии				 
аналитические центры			 	 
нефтяные компании	 		 	 

 – анализатор «Флюорат–02» (ООО «Люмэкс»)

 – газовый хроматограф Thermo Scientific TRACE GC Ultra

Рисунок 5.1 – Карта сегментирования рынка

Реализуемый конечный продукт – это автоматизированный портативный комплекс для обнаружения нефти и нефтепродуктов на ранней стадии утечки. Условие портативности является обязательным, так как приборы конкурентов рассчитаны только на работу в лабораторных условиях со стадиями пробоотбора и пробоподготовки.

Некоторые аналитические центры и лаборатории химического анализа не могут позволить себе купить дорогостоящее оборудование. Предполагаемая цена разработки ниже цен конкурентов. Уровень чувствительности и точности разработки не уступает. Возможность использовать комплекс в полевых условиях является преимуществом перед конкурентами. Все это делает разрабатываемый комплекс потенциально интересным для всех выбранных заинтересованных сторон.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ продукции конкурентов необходимо проводить систематически, так как рынки пребывают в постоянном движении. Данный анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы разработка соответствовала современным требованиям рынка [57]. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. Такой анализ целесообразно проводить при помощи оценочной карты (таблица 5.1) [58].

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Точность измерений	0,10	4	4	5	0,4	0,4	0,5
2. Чувствительность прибора	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
3. Удобство и простота эксплуатации	0,10	5	5	3	0,5	0,5	0,3
4. Портативность	0,15	5	1	1	0,75	0,15	0,15
5. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,10	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Безопасность	0,10	5	5	4	0,5	0,5	0,4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	5	5	0,2	0,25	0,25
2. Цена	0,10	5	3	1	0,5	0,3	0,1
3. Послепродажное обслуживание	0,05	4	2	5	0,2	0,1	0,25
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,10	3	4	5	0,3	0,4	0,5
Итого	1	45	39	39	4,6	3,85	3,7

B_{ϕ} , K_{ϕ} – балл показателя и конкурентоспособность научной разработки;
 $B_{\phi 1}$, $K_{\phi 1}$ – балл показателя и конкурентоспособность анализатора «Флюорат–02» (ООО «Люмэкс»);

$B_{\phi 2}$, $K_{\phi 2}$ – балл показателя и конкурентоспособность газового хроматографа Thermo Scientific TRACE GC Ultra (Thermo Scientific, США).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i, \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес i -го показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Как можно заметить по оценочной карте, разработанный комплекс по обнаружению аварий на переходах через водные преграды имеет высокую конкурентоспособность. Конкурентное преимущество научной разработки заключается в портативности и низкой цене, однако уступает по предполагаемому сроку эксплуатации. Анализатор фирмы «Люмэкс» проигрывает в ценовом диапазоне, послепродажном обслуживании и портативности, а газовый хроматограф компании Thermo Scientific также уступает в ценовом диапазоне и портативности, но еще и в простоте и удобстве эксплуатации.

5.1.3 FAST–анализ

FAST-анализ выступает как синоним функционально-стоимостного анализа. Суть этого метода базируется на том, что затраты, связанные с созданием и использованием любого объекта, состоят из необходимых для его изготовления и эксплуатации и дополнительных, функционально неоправданных, излишних затрат, которые возникают из-за введения ненужных функций, не имеющих прямого отношения к назначению объекта, или связаны с несовершенством конструкции, технологических процессов, применяемых материалов, методов организации труда и т.д. [59].

Проведение FAST-анализа предполагает шесть стадий:

1. Выбор объекта FAST-анализа;
2. Описание главной, основных и вспомогательных функций, выполняемых объектом;
3. Определение значимости выполняемых функций объектом;
4. Анализ стоимости функций выполняемых объектом исследования;
5. Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и ее анализ;
6. Оптимизация функций выполняемых объектом.

Стадия 1. Выбор объекта FAST-анализа.

Объектом FAST-анализа в данной работе является система автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды.

Стадия 2. Описание главной, основных и вспомогательных функций, выполняемых объектом.

Главная функция – определять наличие нефти в воде в малых количествах (т.е. на ранней стадии аварии на нефтепроводе). Система состоит из: затемненной камеры, темного корпуса, ультрафиолетового светодиода (источник), фотоприемника, системы трубок для подачи и вывода воды на анализ, печатной платы.

Основная функция по деталям: темный корпус отвечает за ограничение поступления солнечных лучей в измерительную камеру; затемненная камера – защита фотоприемника от излишнего света; УФ-светодиод – излучение ультрафиолетового света; фотоприемник – прием излучения от флуоресценции; система трубок – подача и отвод воды для анализа на наличие нефти; печатная плата – осуществление приема, обработки и передачи результата анализа.

Вспомогательные функции: шурупы – фиксирует крышку темного корпуса; канифоль – герметизирует затемненную камеру, что гарантирует отсутствие протечек внутри прибора.

Всю информация о главной, основных и вспомогательных функциях объекта исследования сведена в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Классификация функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Кол-во деталей	Выполняемая функция	Ранг функции		
			главная	основная	вспомогательная
Система обнаружения нефти в воде	–	Ф1. Определять наличие нефти в воде в малых количествах	✓		
Темный корпус	1	Ф2. Ограничение поступления солнечных лучей в измерительную камеру		✓	
Затемненная камера	1	Ф3. Защита фотоприемника от излишнего света		✓	
УФ-светодиод	1	Ф4. Излучение ультрафиолетового света		✓	
Фотоприемник	1	Ф5. Прием излучения от флуоресценции		✓	
Система трубок	1	Ф6. Подача и отвод воды для анализа на наличие нефти		✓	
Печатная плата	1	Ф7. Осуществление приема, обработки и передачи результата анализа		✓	
Шурупы	4	Ф8. Фиксация крышки темного корпуса			✓
Канифоль	–	Ф9. Гарантия отсутствия протечек внутри прибора			✓

Стадия 3. Определение значимости выполняемых функций объектом.

Для оценки значимости функций используем метод расстановки приоритетов, предложенный Блумбергом В.А. и Глущенко В.Ф.

На первом этапе строим матрицу смежности функций (таблица 5.4).

На втором этапе преобразуем матрицу смежности в матрицу количественных соотношений функций (таблица 5.5).

На третьем этапе определим значимости функций путем деления балла, полученного по каждой функции, на общую сумму баллов по всем функциям.

Таблица 5.4 – Матрица смежности

	Ф1	Ф2	Ф3	Ф4	Ф5	Ф6	Ф7	Ф8	Ф9
Ф1	=	>	>	>	>	>	>	>	>
Ф2	<	=	>	>	<	>	>	>	>
Ф3	<	<	=	>	<	>	>	>	>
Ф4	<	<	<	=	<	>	<	>	>
Ф5	<	>	>	>	=	>	<	>	>
Ф6	<	<	<	<	<	=	<	>	>
Ф7	<	<	<	>	>	>	=	>	>
Ф8	<	<	<	<	<	<	<	=	<
Ф9	<	<	<	<	<	<	<	>	=

Таблица 5.5 – Матрица количественных соотношений функций

	Ф1	Ф2	Ф3	Ф4	Ф5	Ф6	Ф7	Ф8	Ф9	ИТОГО
Ф1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	13
Ф2	0,5	1	1,5	1,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5	11
Ф3	0,5	0,5	1	1,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1,5	10
Ф4	0,5	0,5	0,5	1	0,5	1,5	0,5	1,5	1,5	8
Ф5	0,5	1,5	1,5	1,5	1	1,5	0,5	1,5	1,5	11
Ф6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5	1,5	1,5	7
Ф7	0,5	0,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1	1,5	1,5	10
Ф8	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5	5
Ф9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,5	1	6
										Σ=81

Для функции 1 относительная значимость равна $13/81 = 0,16$; для функции 2 – $11/81 = 0,14$; для функции 3 – $10/81=0,12$; для функции 4 – $8/81=0,10$; для функции 5 – $11/81=0,14$; для функции 6 – $7/81=0,09$; для функции 7 – $10/81=0,12$; для функции 8 – $5/81=0,06$ и для функции 9 – $6/81=0,07$. Сумма коэффициентов значимости всех функций равняется 1.

Стадия 4. Анализ стоимости функций, выполняемых объектом исследования.

На данной стадии с помощью специальных методов оценивается уровень затрат на выполнение каждой функции. Сделать это возможно с помощью применения нормативного метода. Расчет стоимости функций приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Определение стоимости функций, выполняемых объектом исследования

Наименование детали (узла, процесса)	Кол-во деталей	Выполняемая функция	Норма расхода, кг	Трудо-емкость детали, нормо-ч	Стоимость материала, руб	Заработная плата, руб	Себестоимость, руб
Система обнаружения нефти в воде	–	Ф1. Определять наличие нефти в воде в малых количествах	–	–	–	–	–
Темный корпус	1	Ф2. Ограничение поступления солнечных лучей в измерительную камеру	–	3	480	120,4	600,4
Затемненная камера	1	Ф3. Защита фотоприемника от излишнего света	–	1	146	26,8	172,8
УФ-светодиод	1	Ф4. Излучение ультрафиолетового света	–	0,5	100	4	104

Наименование детали (узла, процесса)	Кол-во деталей	Выполняемая функция	Норма расхода, кг	Трудо-емкость детали, нормо-ч	Стоимость материала, руб	Заработная плата, руб	Себестоимость, руб
Фотоприемник	1	Ф5. Прием излучения от флуоресценции	—	0,5	50	4	54
Система трубок	1	Ф6. Подача и отвод воды для анализа на наличие нефти	—	0,33	15	2	17
Печатная плата	1	Ф7. Осуществление приема, обработки и передачи результата анализа	—	4	574	350	924
Шурупы	4	Ф8. Фиксация крышки темного корпуса	—	0,033	24	2	26
Канифоль	—	Ф9. Гарантия отсутствия протечек внутри прибора	0,3	0,6	39	10	49
Итого:							1947,2

Общая стоимость функций равна 1947,2 рублей. Для функции 2 – $600,4/1947,2 = 0,31$; для функции 3 – $172,8/1947,2=0,09$; для функции 4 – $104/1947,2=0,05$; для функции 5 – $54/1947,2=0,03$; для функции 6 – $17/1947,2=0,01$; для функции 7 – $924/1947,2=0,47$; для функции 8 – $26/1947,2=0,01$ и для функции 9 – $49/1947,2=0,03$.

Стадия 5. Построение функционально-стоимостной диаграммы объекта и ее анализ.

Информация об объекте исследования, собранная в рамках предыдущих стадий, на данном этапе обобщается в виде функционально-стоимостной диаграммы (ФСД) (рисунок 5.2). Анализ построенной ФСД показывает явное наличие рассогласования по функциям 2, 5, 7. Необходимо провести работы по ликвидации данных диспропорций.

Стадия 6. Оптимизация функций выполняемых объектом.

На данном этапе для экономии предлагается следующее:

- ✓ найти и использовать более дешевый, но не менее надежный материал для темного корпуса;
- ✓ найти программиста, который справится с травлением и сбором платы быстрее.

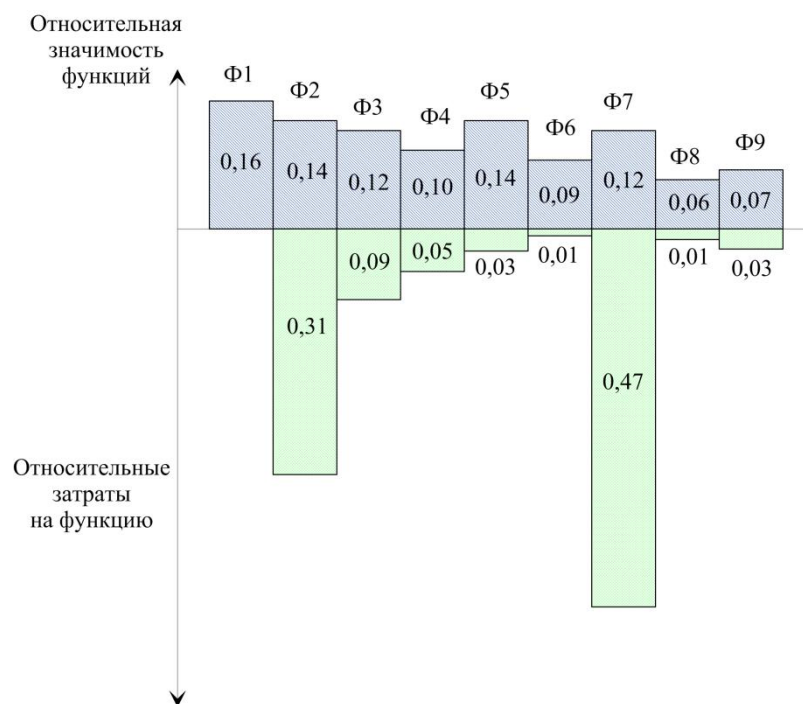


Рисунок 5.2 – Функционально-стоимостная диаграмма

В результате проведенного FAST-анализа были выявлены диспропорции между относительными затратами на функцию и её относительной значимостью. Были предложены шаги, которые помогут снизить затраты и при этом не понизить потребительские свойства объекта.

5.1.4 Диаграмма Исикавы

Диаграмма причины-следствия Исикавы – графический метод анализа и формирования причинно-следственных связей, инструментальное средство для систематического определения причин проблемы и последующего графического представления [60].

Для разрабатываемой системы характерны следующие причинно-следственные связи (рисунок 5.3).

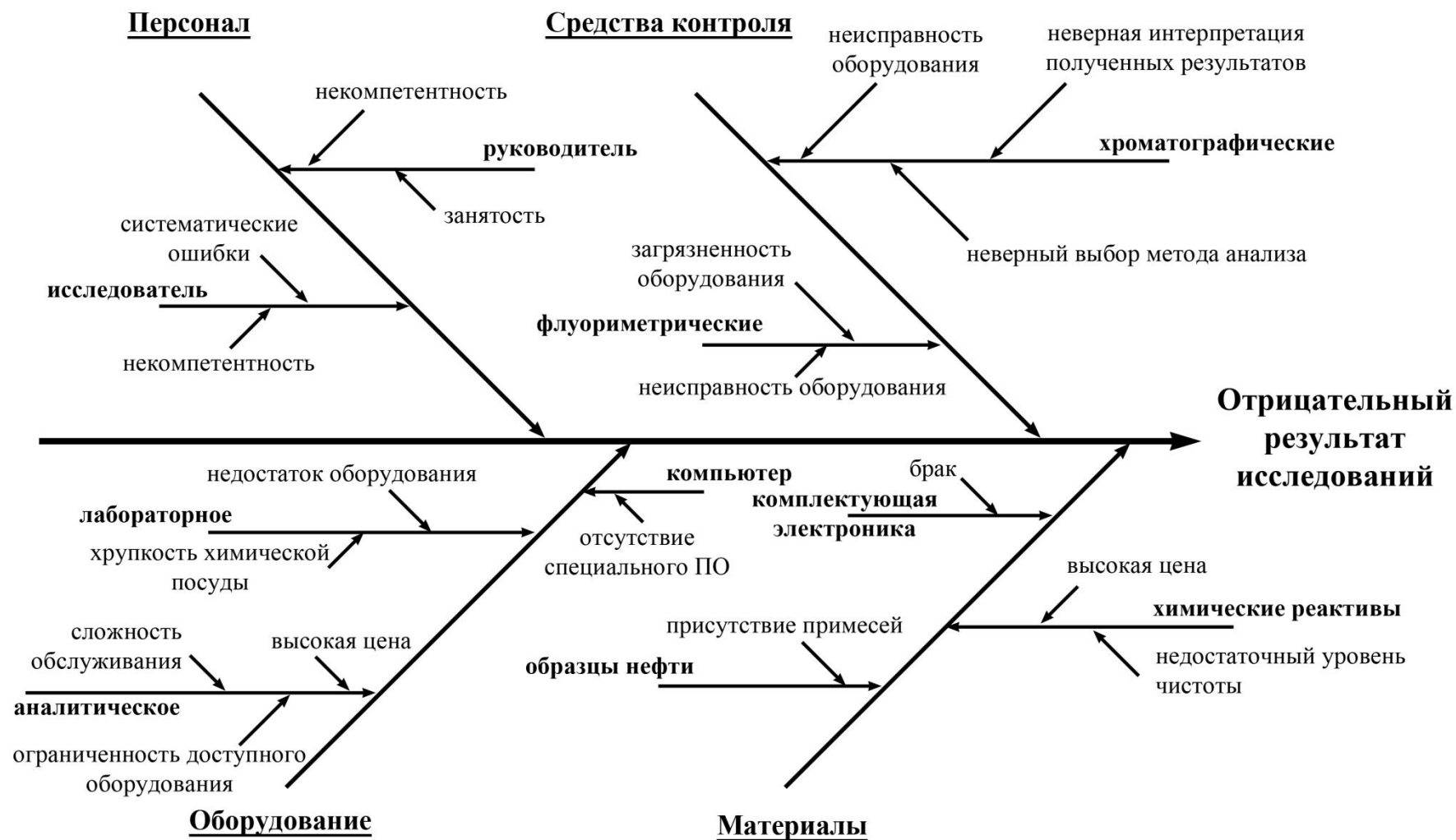


Рисунок 5.3 – Диаграмма Исикавы

5.1.5 SWOT–анализ

Первый этап SWOT–анализа заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта. Результаты первого этапа представлены в виде матрицы (таблица 5.7).

Таблица 5.7 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Низкая стоимость. С2. Минимальные затраты на производство. С3. Удобство и простота эксплуатации. С4. Автоматизированная система. С5. Портативность (проведение анализов в полевых условиях). С6. Малогабаритность.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Несовременная технологическая база. Сл2. Отсутствие патента на изобретение. Сл3. Компетентность разработчиков (мы не являемся профессиональными приборостроителями).
Возможности: В1. Отсутствие конкурентов на рынке делает разработку уникальным товаром для экологического мониторинга. В2. Сильные стороны выгодно отличают нас от потенциально возможных конкурентов. В3. Рынок электроники дает возможность неограниченности ресурсов (инструментальных и технических) при минимальных затратах.	В1С1С4С5С6 – отсутствие аналогов у конкурентов и низкая стоимость повышают нашу конкурентность на рынке оборудования для мониторинга. В2С1С3С4С5С6 – сильные стороны разработки (компактность, портативность, простота эксплуатации, автоматизированность системы) дают нам преимущества перед потенциальными конкурентами. В3С1С2 – На данный момент рынок электроники огромен, что дает неограниченные возможности в выборе. Цены на электронику невысокие, это, в свою очередь, снижает стоимость разработки и позволяет снизить затраты на производство.	В1В2Сл2 – отсутствие патента на изобретение делает нашу разработку незащищенной.
Угрозы: У1. Резкий спад актуальности защиты	У1С1 – низкая стоимость разработки может нивелировать падение спроса	У2Сл1Сл2 – при отсутствии финансирования невозможно обновить техническую базу

окружающей среды. Как следствие, падение спроса. У2. Отсутствие денежных средств на реализацию проекта. У3. Отсутствие необходимого оборудования для сборки системы и проведения экспериментов. У4. Появление аналогов.	на системы мониторинга водных объектов. У3С1С2 – отсутствие в наличии необходимого комплектующего у местных поставщиков влечет увеличение затрат на заказ и доставку необходимого из других регионов.	для создания разработки и проведения экспериментов, а также продлить срок действия патента. У3Сл1Сл3 – отсутствие верно подобранного, современного оборудования для создания и проверки работоспособности разработки в сумме с отсутствием необходимых знаний в области приборостроения у разработчиков может привести к отрицательному результату. У4Сл1Сл2 – появление аналогов при незащищенности разработки и несвоевременной технической базы может вытеснить разработку с рынка.
---	---	---

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. В таблице 5.8 приведена интерактивная матрица возможностей, угроз, сильных и слабых сторон проекта.

Таблица 5.8 – Интерактивная матрица

		Сильные стороны проекта						Слабые стороны проекта		
		С1	С2	С3	С4	С5	С6	Сл1	Сл2	Сл3
Возможности проекта	В1	+	–	–	+	+	+	–	+	–
	В2	+	–	+	+	+	+	–	+	–
	В3	+	+	–	–	–	–	–	–	0
Угрозы проекта	У1	+	–	–	–	–	–	–	–	–
	У2	–	0	–	–	–	–	+	+	–
	У3	+	+	–	–	–	–	+	–	+
	У4	0	–	0	0	0	0	+	+	–

Проанализировав получившуюся интерактивную таблицу, запишем результат: В1С1С4С5С6; В2С1С3С4С5С6; В3С1С2; В1Сл2; В2Сл2; У1С1; У3С1С2; У2Сл1Сл2; У3СлСл3; У4Сл1Сл2.

В рамках третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа (таблица 5.7). Стратегия дальнейшей работы – попробовать увеличить количество конкурентных преимуществ и решить вопрос с приобретением патента.

5.1.6 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На данном этапе проводим оценку степени готовности проекта к коммерциализации с помощью таблицы 5.9.

Таблица 5.9 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	4	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	5
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	5	5
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	2	3
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	3
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	5
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	1	4
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	4
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	5
11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	3	3
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	4	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4
	ИТОГО БАЛЛОВ	45	56

Для получения оценки готовности проекта к коммерциализации рассчитывается суммарное количество баллов по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i, \quad (2)$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Суммарное количество баллов лежит в диапазоне от 59 до 45, значит перспективность разработки выше среднего. Однако на данном этапе не проработан вопрос об авторских правах и их защите, не проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности. Необходимо разработать бизнес-план коммерциализации проекта, а также проработать вопрос выхода на зарубежный рынок.

5.1.7 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования

Для данной разработки существуют два метода коммерциализации: инжиниринг либо организация собственного предприятия.

Первый метод по оказанию инженерно-консультативных услуг, которые связаны с подготовкой и введением в эксплуатацию комплекса, а также с послепродажным обслуживанием является наименее рискованным и перспективным, как с точки зрения капиталовложений, так и из-за отсутствия аналогов на рынке (всеми вопросами обслуживания будут заниматься разработчики и владельцы продаваемого объекта интеллектуальной собственности).

Второй метод является более сложным, поскольку создание собственного предприятия процесс затратный. Необходимо арендовать помещение, разработать необходимые учредительные документы, подобрать квалифицированных сотрудников, изготовить печати, заняться рекламой кампанией продукта, разработать обоснованный бизнес-план, встать на учет в налоговом органе, зарегистрировать свою фирму в специальных органах, открыть счета, найти поставщиков сырья и прочего, провести глубокие

маркетинговые исследования рынка и т.д. Все это требует немало капиталовложений, человеческих и временных ресурсов. Но стоит отметить, что в настоящее время государство идет навстречу малому и среднему бизнесу, а, значит, предложенный метод может оказаться наиболее перспективным.

5.2 Инициация проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание проекта, фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта.

5.2.1 Цели и результаты проекта

В данном разделе приведена информация о заинтересованных сторонах проекта (таблица 5.10), иерархии целей проекта и критериях достижения целей (таблица 5.11).

Таблица 5.10 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Исполнители проекта: научный руководитель и магистрант	Разработка системы автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды. Оформление патента на разработку. Выступления на конференциях разного уровня. Публикации статей в журналах с высоким Impact Factor.
Нефтяные компании	Приобретение системы обнаружения утечек нефти на нефтепроводах на ранних стадиях.
Аналитические центры и лаборатории аналитической химии	Приобретение точной, надежной и чувствительной системы качественного анализа водных объектов на наличие нефти и следов нефти методом флуориметрии.

Таблица 5.11 – Цели и результаты проекта

Цели проекта:	Разработка системы автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды
Ожидаемые результаты проекта:	Система автоматического обнаружения утечек нефти на переходах в нефтепроводах через водные преграды на начальной стадии аварийной ситуации
Критерии приемки результата проекта:	Работающая система автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды
Требования к результату проекта:	Минимальные затраты на разработку
	Необходимая точность измерений
	Высокая чувствительность прибора
	Возможность работы в разных природных условиях
	Несложный алгоритм работы с прибором

Целью данного проекта является разработка системы автоматического обнаружения аварий на переходах нефтепроводов через водные преграды на начальной стадии аварийной ситуации методом флуориметрии. Разрабатываемая система должна иметь необходимую точность измерений, высокую чувствительность, портативность, удобство и простоту в эксплуатации.

5.2.2 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта представлена в таблице 5.12, которая предоставляет информацию о научной группе проекта, роли и функции каждого участника в проекте. А также указаны трудозатраты каждого члена группы в проекте.

Таблица 5.12 – Рабочая группа проекта

№ п/п	ФИО, основное место работы, должность	Роль в проекте	Функции	Трудозатраты, час
1	Кагиров А.Г., НИ ТПУ, кафедра ЭБЖ, старший преподаватель	Руководитель, исполнитель	Руководство над проектом, принятие ключевых решений, техническая сторона проекта	240
2	Калашникова Д.А, НИ ТПУ, кафедра ЭБЖ, магистрант	Исполнитель	Выполнение основных работ, связанных с проектом, химическая сторона проекта	1400
3	Баннова К.А., НИ ТПУ кафедра МЕН, ассистент	Эксперт по вопросам менеджмента	Консультирование по вопросам финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережению	40
4	Сечин А.А., НИ ТПУ кафедра ЭБЖ, доцент	Эксперт по вопросам социальной ответственности	Консультирование по вопросам экологической безопасности, безопасности в ЧС	40
Итого:				1720

Таким образом, рабочая группа проекта состоит из 4 человек: руководителя проекта, исполнителя, эксперта по вопросам менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережению, а также эксперта по вопросам социальной ответственности.

5.2.3 Ограничения и допущения проекта

В таблице 5.13 приведены факторы, которые потенциально могут послужить ограничением степени свободы участников проекта.

Таблица 5.13 – Ограничения проекта

Фактор	Ограничения/допущения
1. Бюджет проекта	20000 руб.
1.1. Источник финансирования	Кагиров А.Г.
2. Сроки проекта:	01.09.2015 – 10.06.2017
2.1. Дата утверждения плана управления проектом	10.09.2015
2.2. Дата завершения проекта	10.06.2017
3. Рабочие дни	Вторник, пятница

Основными ограничениями проекта являются бюджет и сроки проекта.

5.3 Планирование управления научно-техническим проектом

Группа процессов планирования состоит из процессов, осуществляемых для определения общего содержания работ, уточнения целей и разработки последовательности действий, требуемых для достижения данных целей.

5.3.1 Контрольные события проекта

Определены ключевые события проекта, их даты и результаты, которые должны быть получены по состоянию на эти даты (таблица 5.14).

Таблица 5.14 – Контрольные события проекта

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
1	Составление и утверждение ТЗ	01.09.2015–15.09.2015	Отчет по НИР
2	Выдача задания на тему	20.09.2015–30.09.2015	Отчет по НИР
3	Подбор и изучение материалов по теме	01.10.2015–30.11.2015	Отчет по НИР
4	Проведение патентного исследования по теме	01.12.2015–25.12.2015	Отчет по НИР
5	Выбор направления исследований	15.01.2016–20.01.2016	Отчет по НИР
6	Постановка целей и задач	21.01.2016–25.01.2016	Отчет по НИР
7	Составление плана-графика работ по теме	26.01.2016–31.01.2016	Отчет по НИР
8	Анализ конкурентных технологий	01.02.2016–13.02.2016	Отчет по НИР
9	Проведение теоретических расчетов и обоснований	15.02.2016–29.02.2016	Отчет по НИР
10	Разработка макетов и проведение экспериментов	01.03.2016–10.04.2016	Отчет по НИР

№ п/п	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
11	Анализ экспериментальных данных	11.04.2016–16.04.2016	Отчет по НИР
12	Сопоставление результатов эксперимента с теоретическими исследованиями	17.04.2016–20.04.2016	Отчет по НИР
13	Оценка эффективности полученных результатов	21.04.2016–24.04.2016	Отчет по НИР
14	Разработка принципиальной схемы устройства	25.04.2016–30.04.2016	Отчет по НИР
15	Разработка программного обеспечения (ПО) для опытного образца	01.05.2016–31.05.2016	Отчет по НИР
16	Изготовление опытного образца	01.05.2016–31.05.2016	Отчет по НИР
17	Испытание опытного образца в лаборатории, модифицирование	01.09.2016–30.04.2017	Отчет по НИР
18	Анализ полученных результатов	01.05.2017–14.05.2017	Отчет по НИР
19	Подготовка и оформление отчета	15.05.2017–31.05.2017	Отчет по НИР
20	Сдача проекта	10.06.2017–14.06.2017	Магистерская диссертация

Датой начала проекта можно считать составление и утверждение технического задания на проект с 01.09.2015–15.09.2015 г. Дата сдачи проекта – 14.06.2017 г. Результат проекта – разработка и магистерская диссертация.

5.3.2 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевой графики проекта. Линейный график представлен таблице 5.15.

Таблица 5.15 – Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Составление и утверждение технического задания	15	01.09.2015	15.09.2015	Кагиров А.Г.
2	Выдача задания на тему	11	20.09.2015	30.09.2015	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
3	Подбор и изучение материалов по теме	61	01.10.2015	30.11.2015	Калашникова Д.А.
4	Проведение патентного исследования по теме	25	01.12.2015	25.12.2015	Калашникова Д.А.
5	Выбор направления исследований	6	15.01.2016	20.01.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
6	Постановка целей и задач	5	21.01.2016	25.01.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
7	Составление плана-графика работ по теме	6	26.01.2016	31.01.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
8	Анализ конкурентных технологий	13	01.02.2016	13.02.2016	Калашникова Д.А.
9	Проведение теоретических расчетов и обоснований	15	15.02.2016	29.02.2016	Калашникова Д.А.
10	Разработка макетов и проведение экспериментов	41	01.03.2016	10.04.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
11	Анализ экспериментальных данных	6	11.04.2016	16.04.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
12	Сопоставление результатов эксперимента с теоретическими исследованиями	4	17.04.2016	20.04.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
13	Оценка эффективности полученных результатов	4	21.04.2016	24.04.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
14	Разработка принципиальной схемы устройства	6	25.04.2016	30.04.2016	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
15	Разработка программного обеспечения (ПО) для опытного образца	31	01.05.2016	31.05.2016	Кагиров А.Г.
16	Изготовление опытного образца	31	01.05.2016	31.05.2016	Кагиров А.Г.,
17	Испытание опытного образца в лаборатории, модифицирование	242	01.09.2016	30.04.2017	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
18	Анализ полученных результатов	14	01.05.2017	14.05.2017	Кагиров А.Г., Калашникова Д.А.
19	Подготовка и оформление отчета	17	15.05.2017	31.05.2017	Калашникова Д.А.
20	Сдача проекта	5	10.06.2017	14.06.2017	Калашникова Д.А.
Итого:		558			

Календарный план проекта показывает сроки каждого этапа проекта. Для наглядного рассмотрения сроков и участия каждого члена научной группы в проекте рассмотрим календарный план-график (таблица 5.16).

5.4 Бюджет научного исследования

Помимо анализа рынка необходимо проводить расчет затрат на проведение исследований, так как размер затрат на исследование зачастую определяет его целесообразность. В данном разделе отражены все виды планируемых расходов, необходимые для выполнения проекта.

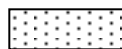
Таблица 5.16 – Календарный план-график проведения НИОКР

Код ра- боты (из ИСР)	Вид работы	Исполнители	Т _к кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				сентябрь 2015	октябрь 2015	ноябрь 2015	декабрь 2015	январь 2016	февраль 2016	март 2016	апрель 2016	май 2016	сентябрь 2016	апрель 2017	май 2017	июнь 2017
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	15													
2	Выдача задания на тему	Руководитель, исполнитель	11	 												
3	Подбор и изучение материалов по теме	Исполнитель	61													
4	Проведение патентного исследования по теме	Исполнитель	25													
5	Выбор направления исследований	Руководитель, исполнитель	6					 								
6	Постановка целей и задач	Руководитель, исполнитель	5					 								
7	Составление плана-графика работ по теме	Руководитель, исполнитель	6					 								
8	Анализ конкурентных технологий	Исполнитель	13													
9	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Исполнитель	15													
10	Разработка макетов и проведение экспериментов	Руководитель, исполнитель	41							 						
11	Анализ экспериментальных данных	Руководитель, исполнитель	6								 					
12	Сопоставление результатов эксперимента с теоретическими исследованиями	Руководитель, исполнитель	4								 					
13	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, исполнитель	4								 					

14	Разработка принципиальной схемы устройства	Руководитель, исполнитель	6													
15	Разработка программного обеспечения (ПО) для опытного образца	Руководитель	31													
16	Изготовление опытного образца	Руководитель	31													
17	Испытание опытного образца в лаборатории, модифицирование	Руководитель, исполнитель	242													
18	Анализ полученных результатов	Руководитель, исполнитель	14													
19	Подготовка и оформление отчета	Исполнитель	17													
20	Сдача проекта	Исполнитель	5													



— руководитель



— исполнитель

5.4.1 Сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты (за вычетом отходов)

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3–5 % от цены). Результаты представлены в таблице 5.17.

Таблица 5.17 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб
Изолента, 19 мм, 10м	1 шт.	1	63	63
Резиновая трубка, Ø 5 мм	м	5	100	500
Микроконтроллер Atmega8	шт.	3	128,6	385,8
Термоусадочная трубка 16 мм	м	2	15	30
Нержавеющая трубка 5*0,6	м	2	60	120
DS18B20	шт.	2	70	140
УФ ø5 1Вт 300-400нм Emitter	шт.	4	140	560
WEN1608Y	шт.	1	1205	1205
LCD 1024*600	шт.	1	3685	3685
Мат. плата TMI1800T	шт.	1	7650	7650
Черное оргстекло	м ²	1	300	300
Пластик	м ²	2	150	300
Графитовая краска	шт.	1	270	270
Всего за материалы:				15208,8
Транспортно-заготовительные расходы (3-5%):				760,5
Итого по статье С_м:				15969,3

Бюджет на сырье, материалы и покупные изделия составил 15208,8 рублей, плюс транспортно-заготовительные расходы 760,5 рублей. Итого по статье сырье, материалы и покупные изделия вышло 15969,3 рублей.

5.4.2 Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную часть включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Все расчеты по приобретению спецоборудования сведены в таблице 5.18.

Таблица 5.18 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1	Лабораторная магнитная мешалка с нагревом MSH-300	1	12780	12780
2	Мерный цилиндр 100 мл	2	120	240
3	Штатив	2	1800	3600
4	Полипропиленовые пробирки 5 мл	100	6	600
5	Стакан высокий лабораторный из стекла 50 мл	2	19,5	39
6	Колба стеклянная мерная 250 мл	10	56	560
7	Колба стеклянная мерная 100 мл	10	40	400
8	Колба стеклянная мерная 25 мл	10	37	370
9	Колба стеклянная мерная 1000 мл	2	1944	3888
10	Колба коническая со шлифом и пришлифованной пробкой 500 мл	5	567	2835
11	Колба коническая со шлифом и пришлифованной пробкой 1000 мл	2	634,5	1269
12	Пробирка химическая 20 мл	10	2	20
13	Пробирка химическая 15 мл	10	1,2	12
14	Пипетка градуированная на полный слив на 1 мл	3	80	240
15	Пипетка градуированная на полный слив на 5 мл	4	80	320
16	Пипетка градуированная на полный слив на 10 мл	4	86,4	345,6
17	Пипетка Мора на 20 мл	2	49	98
18	Пипетка Мора на 50 мл	2	75	150
19	Кювета из кварца на 10 мм	2	510	1020
20	Стеклянная палочка	3	13	39
21	Стеклянная воронка	3	20	60
22	Дистиллятор лабораторный	1	67905,45	67905,45
23	Весы лабораторный I и II класса	1	62500	62500
24	Спектрофотометр Agilent Cary 60	1	418500	418500
			Итого:	577791,05

Расходы на специальное оборудование для научных работ составили 577791,05 рублей.

5.4.3 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется, исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок в Томском политехническом университете. Расчет основной заработной платы сведен в таблицу 5.19.

Таблица 5.19 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.
1	Составление и утверждение ТЗ	Руководитель	15	1249,3	18739,5
2	Выдача задания на тему	Руководитель, студент	11	1249,3 94,64	13742,6 1041,04
3	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	61	94,64	5773,04
4	Проведение патентного исследования по теме	Студент	25	94,64	2366
5	Выбор направления исследований	Руководитель, студент	6	1249,3 94,64	7495,8 567,84
6	Постановка целей и задач	Руководитель, студент	5	1249,3 94,64	6246,5 473,2
7	Составление плана-графика работ по теме	Руководитель, студент	6	1249,3 94,64	7495,8 567,84
8	Анализ конкурентных технологий	Студент	13	94,64	1230,32
9	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Студент	15	94,64	1419,6
10	Разработка макетов и проведение экспериментов	Руководитель, студент	41	1249,3 94,64	51221,3 3880,24
11	Анализ экспериментальных данных	Руководитель, студент	6	1249,3 94,64	7495,8 567,84
12	Сопоставление результатов эксперимента с теоретическими исследованиями	Руководитель, студент	4	1249,3 94,64	4997,2 378,56
13	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент	4	1249,3 94,64	4997,2 378,56
14	Разработка принципиальной схемы устройства	Руководитель, студент	6	1249,3 94,64	7495,8 567,84
15	Разработка программного обеспечения для опытного образца	Руководитель	31	1249,3	38728,3
16	Изготовление опытного образца	Руководитель	31	1249,3	38728,3
17	Испытание опытного образца в лаборатории, модифицирование	Руководитель, студент	242	1249,3 94,64	302330,6 22902,88

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо- емкость, чел.-дн.	Зарботная плата, приходящаяся на один чел.- дн., руб.	Всего зарботная плата по тарифу (окладам), руб.
18	Анализ полученных результатов	Руководитель, студент	14	1249,3 94,64	17490,2 1324,96
19	Подготовка и оформление отчета	Студент	17	94,64	1608,88
20	Сдача проекта	Студент	5	94,64	473,2
ИТОГО					572726,44

Зарботная плата:

$$C_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (3)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная зарботная плата; $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная зарботная плата.

Основная зарботная плата ($Z_{\text{осн}}$) рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \times T_{\text{раб}}, \quad (4)$$

где $T_{\text{раб}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 5.14); $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная зарботная плата работника, руб.

Среднедневная зарботная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \times M}{F_{\text{д}}}, \quad (5)$$

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, раб. дн. (таблица 5.20).

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{б}} \times (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \times k_{\text{р}}, \quad (6)$$

где $Z_{\text{б}}$ – зарботная плата по тарифной ставке, руб. (Должностные оклады ППС и педагогических работников с 01.06.2016 г.) [61];

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_6);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.21.

Таблица 5.20 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	561	561
Количество нерабочих дней:	186	186
– выходные дни	159	159
– праздничные дни	27	27
Потери рабочего времени	0	0
– отпуск	0	0
– невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	375	375

Таблица 5.21 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{гс},$ руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$Z_{м},$ руб.	$Z_{дн},$ руб.	$T_p,$ раб.дн.	$Z_{осн},$ руб.
Руководитель	23100	0,3	0,2	1,3	45045	1249,30	422	527204,6
Студент	1750	0,3	0,2	1,3	3412,5	94,64	481	45521,84
							Итого:	572726,44

Основная заработная плата руководителя проекта составила 527204,4 рублей, исполнителя проекта (студента) – 45521,84 рублей.

5.4.4 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде (в среднем – 12% от суммы основной заработной платы).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \times Z_{осн}, \quad (7)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

В таблице 5.22 приведен расчет основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 5.22 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Студент
Основная зарплата	527204,6	45521,84
Дополнительная зарплата	63264,55	5462,62
Зарплата исполнителя	590469,15	50984,46
Итого по статье С_{зн}:	641453,61	

Дополнительная заработная плата руководителя проекта составила 63264,55 рублей, исполнителя проекта (студента) – 5462,62 рублей. Полная заработная плата руководителя проекта составила 590469,15 рублей, исполнителя проекта (студента) – 50984,46 рублей. Итого по статье заработная плата вышло 641453,61 рублей.

5.4.5 Отчисления на социальные нужды

Отчисления во внебюджетные фонды рассчитывают по формуле:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (8)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

На 2017 г. в соответствии с Налоговым кодексом РФ, г. 34, ст. 427 [62] «Пониженные тарифы страховых взносов» отчисления на социальные нужды для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, будут составлять 30,2% (пенсионный фонд на обязательное пенсионное страхование 22%; фонд социального страхования 2,9%; фонд обязательного медицинского страхования 5,1%; согласно приказу МПР № 851н научные исследования и разработки в области естественных и технических наук, общероссийский классификатор видов экономической деятельности 72.1 относится к I классу профессионального риска, отчисления равны 0,2% [63]). Расчет отчисления на социальные нужды представлен в таблице 5.23.

Таблица 5.23 – Отчисления во внебюджетные фонды

Налогоплательщик	Заработная плата (З_{осн}+З_{доп}), руб	Коэффициент отчислений	Отчисления во внебюджетные фонды, руб.
Руководитель	590469,15	0,302	178321,68
Студент	50984,46	0,302	15397,61
Итого по статье С_{внеб}:			193719,29

Отчисления во внебюджетные фонды составили 193719, 29 рублей.

5.4.6 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:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \times (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (9)$$

где $k_{\text{накл}} = 0,8$ – коэффициент накладных расходов.

Таким образом, накладные расходы равны:

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \times 641453,61 = 513162,88 \text{ руб.}$$

5.4.7 Итоговый бюджет научного исследования

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы 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 приведено в таблице 5.24.

Таблица 5.24 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты НТИ	15969,3
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	577791,05
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	572726,44
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	68727,17
5. Отчисления во внебюджетные фонды	193719,29
6. Накладные расходы	513162,88
Бюджет затрат НТИ:	1942096,13

5.5 Организационная структура проекта

Организационная структура проекта – соответствующая проекту временная организационная структура, включающая всех его участников и создаваемая для успешного управления и достижения целей проекта. Структура

проекта используется для того, чтобы определить конечный результат, который должен быть получен, а также связать его с требуемыми ресурсами, действиями, трудозатратами и оборудованием. Структура также позволяет связывать элементы не только с тем товаром или продукцией, которая возникнет в итоге, но и их самих друг с другом.

Необходимость разработки организационной структуры объясняется тем, что для выполнения проекта создается команда проекта, состоящая из специалистов различных структурных подразделений компаний со стороны Исполнителя и со стороны Заказчика. Как и для любого нового коллектива, для членов команды проекта необходимо определить проектные роли, функции, обязанности, ответственность, полномочия и правила взаимодействия, а также организационную схему, отражающую отношения подчиненности. Структура проекта определяется сложностью, масштабом разработки, количеством и специализацией членов команды проекта. В команду проекта могут включаться специалисты, как на полную, так и на частичную занятость. Для выбора подходящей организационной структуры была составлена таблица 5.25.

Таблица 5.25 – Выбор организационной структуры научного проекта

Критерии выбора	Функциональная	Матричная	Проектная
Степень неопределенности условий реализации проекта	низкая	высокая	<u>средняя</u>
Технология проекта	стандартная	<u>сложная</u>	<u>сложная</u>
Сложность проекта	средняя	<u>высокая</u>	<u>высокая</u>
Взаимосвязь между отдельными частями проекта	низкая	средняя	<u>высокая</u>
Критичность фактора времени	низкая	средняя	<u>высокая</u>
Количество членов команды	большое	среднее	<u>небольшое</u>

Для создания организационной структуры проекта был выбран проектный тип организационной структуры. Организационная структура проекта представлена на рисунке 5.4.



Рисунок 5.4 – Проектная структура проекта

Как видно из организационной структуры руководитель проекта обладает достаточными полномочиями по установлению приоритетов, координированию действий, использованию ресурсов и руководству работой членов команды проекта.

5.6 Матрица ответственности

Для распределения ответственности между участниками проекта была построена следующая матрица (таблица 5.26).

Таблица 5.26 –Матрица ответственности

№ п/п	Этап проекта	Руководитель	Исполнитель (студент)
1	Составление и утверждение технического задания	О И У	
2	Выдача задания на тему	О И У	И
3	Подбор и изучение материалов по теме		О И
4	Проведение патентного исследования по теме		О И
5	Выбор направления исследований	О У	И
6	Постановка целей и задач	О У	И
7	Составление плана-графика работ по теме	О И У	И У
8	Анализ конкурентных технологий		О И
9	Проведение теоретических расчетов и обоснований		О И
10	Разработка макетов и проведение экспериментов	О И	И
11	Анализ экспериментальных данных	О И	О И
12	Сопоставление результатов эксперимента с теоретическими исследованиями	О	И
13	Оценка эффективности полученных результатов	О	О И
14	Разработка принципиальной схемы устройства	О И	И
15	Разработка программного обеспечения (ПО) для опытного образца	О И	

№ п/п	Этап проекта	Руководитель	Исполнитель (студент)
16	Изготовление опытного образца	О И	
17	Испытание опытного образца в лаборатории, модифицирование	О И	О И
18	Анализ полученных результатов	О	О И
19	Подготовка и оформление отчета		О И
20	Сдача проекта		О И

Ответственный (О) – лицо, отвечающее за реализацию этапа проекта и контролирующее его ход.

Исполнитель (И) – лицо (лица), выполняющие работы в рамках этапа проекта.

Утверждающее лицо (У) – лицо, осуществляющее утверждение результатов этапа проекта (если этап предусматривает утверждение).

Согласующее лицо (С) – лицо, осуществляющее анализ результатов проекта и участвующее в принятии решения о соответствии результатов этапа требованиям.

За каждый этап проекта ответственность распределена между руководителем и исполнителем проекта. На некоторых этапах ответственность делится поровну.

5.7 Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта, включающие в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия с нежелательным эффектом, отображены в таблице 5.27.

Таблица 5.27 – Реестр рисков

№ п/п	Риск	Потенци- альное воздействие	Вероят- ность наступ- ления (1–5)	Влия- ние риска (1–5)	Уровень риска	Способы смягче- ния	Условия наступ- ления
1	Отсутствие необходимых химических реактивов	Невозмож- ность провести эксперимен- ты	2	5	средний	Следить за реестром имеющихся хим. реактивов в лаборатории	Болезнь ответ- ственного лаборанта

Выделен один риск – отсутствие необходимых для проведения экспериментов химических реактивов. Вероятность наступления этого риска низкая, но его влияние в случае наступления высокое.

Заключение

В ходе выполнения работы была построена карта сегментирования рынка, в которой отображены основные заинтересованные стороны в результатах проекта, а также обнаружена основная сильная сторона разработки.

Проведен краткий анализ конкурентных технических решений и комплексный анализ проекта, в котором представлены технические и экономические критерии оценки эффективности. Также проведена оценка конкурентоспособности разработки.

Построена интерактивная матрица проекта, в которой выявлены слабые и сильные стороны проекта, относительно возможностей и угроз со стороны внешнего воздействия. Несоответствия взаимосвязей проекта, помогают в выявлении необходимости проведения стратегических изменений.

В результате проведенного FAST-анализа были выявлены диспропорции между относительными затратами на функцию и её относительной значимостью. Были предложены шаги, которые помогут снизить затраты и при этом не понизить потребительские свойства объекта.

Построена причинно-следственная диаграмма Исикавы, на которой отображены все возможные причины возникновения проблем. Рассмотрев возможности, слабые и сильные стороны, проведя анализ угроз, исходящих из внешней среды, можно определить стратегию дальнейшей работы – увеличить количество конкурентных преимуществ и решить вопрос с приобретением патента.

Произведена оценка степени готовности проекта к коммерциализации. Проект имеет перспективность выше среднего. Но на данном этапе вопрос об авторских правах и их защите не проработан. Существует необходимость в

разработке бизнес-плана коммерциализации проекта, а также стоит вопрос выхода на зарубежный рынок.

Представлена инициация проекта, с постановкой цели и результатов проекта. Прописаны ограничения и допущения проекта, а также рассмотрена организационная структура проекта.

Проведено планирование научно-исследовательских работ. Определены контрольные события проекта и их даты. Построен календарный график проведения исследования (диаграмма Ганта). Продолжительность общих работ составила 558 дней.

Рассчитан бюджет научного исследования. Подсчитаны материальные затраты научного исследования, затраты на специальное оборудование, основная и дополнительная заработная плата исполнителей проекта, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. При этом, бюджет затрат научных исследований составляет 1942096,13 рублей, из которых затраты на материалы – 15969,3 рублей, основная и дополнительная заработные платы для исполнителей проекта 641453,61 рублей. На отчисления во внебюджетные фонды было потрачено 193719,29 рублей, а на накладные расходы – 513162,88 рублей.

Составлена организационная структура проекта. Ответственность между участниками проекта за каждый его этап отображена в матрице ответственности. Также составлен реестр возможных рисков проекта с оценкой их уровня.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью магистерской диссертации является разработка системы автоматического обнаружения аварий на переходах через водные преграды при помощи метода флюориметрии.

Рабочим местом для выполнения данной работы является лаборатория 256 8-го корпуса ТПУ. Прежде чем приступить к работе в химической лаборатории, нужно проходить все необходимые инструктажи, что отмечается росписью в журнале по технике безопасности. Ответственность за это несет руководитель лаборатории.

Объектом исследования является нефть и её водные растворы. Также в ходе работы использовались растворы рибофлавина, различная лабораторная посуда (колбы, пипетки, мерные цилиндры и т.д.), анализатор жидкости «ФЛЮОРАТ-02-ПАНОРАМА», персональный компьютер для проведения расчетов и получения цифрового сигнала от разрабатываемого прибора.

6.1 Профессиональная социальная безопасность

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [64] перечень вредных и опасных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по разработке системы автоматического обнаружения аварий на переходах через водные преграды

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) использование ЭВМ; 2) промывание лабораторной посуды после нефти.	1. Пониженная подвижность воздуха. 2. Использование раздражающих и токсических веществ. 3. Повышенная пульсация светового потока. 4. Повышенный уровень шума. 5. Повышенный уровень электромагнитных излучений. 6. Умственное перенапряжение.	1. Электробезопасность. 2. Пожаровзрывобезопасность.	Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [77]. Параметры освещенности нормируются СП 52.13330.2011 [83]. Параметры шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003-83 [88]. Уровни ЭМП нормируются ГОСТ 12.1.006-84 [89] и СанПиН 2.2.4.1191-03 [90]. Нормы и правила пожарной безопасности установлены в № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [96].

6.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Токсичность нефтепродуктов и выделяющихся из них газов определяется сочетанием углеводородов, входящих в их состав. Наиболее вредной для организма человека является смесь углеводорода и сероводорода. В данном случае токсичность проявится быстрее, чем при их изолированном действии.

В больших концентрациях пары ароматических углеводородов могут вызывать паралич дыхательных центров центральной нервной системы и практически мгновенную смерть, в меньших концентрациях они оказывают выраженное наркотическое действие. Симптомы отравления неспецифичны: общая слабость, сильные головные боли, головокружения.

Все углеводороды обладают выраженным действием на сердечно-сосудистую систему и на показатели крови (снижение содержания гемоглобина и эритроцитов), возможно поражение печени, нарушение деятельности эндокринных желез, поражение центральной нервной системы, острые и хронические отравления, иногда со смертельным исходом. При попадании паров нефтепродуктов через дыхательные пути или в результате всасывания в кровь из желудочно-кишечного тракта, происходит частичное растворение жиров и липидов организма. Раздражение рецепторов вызывает возбуждение в коре головного мозга, которое вовлекает в процесс подавления органы зрения и слуха. Острое отравление нефтепродуктами напоминает состояние алкогольного опьянения. Оно наступает при концентрации паров нефтепродуктов в воздухе 0,005–0,01 мг/м³. При концентрации 0,5 мг/м³ смерть наступает почти мгновенно. В результате частых повторных отравлений нефтепродуктами развиваются нервные расстройства, хотя при многократных воздействиях небольших количеств может возникнуть привыкание (понижение чувствительности).

6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при проведении исследований

Необходимым условием здорового и высокопроизводительного труда является обеспечение чистоты воздуха и нормальных метеорологических условий в рабочей зоне помещения. Согласно Генеральному соглашению на 2014–2016 годы, обеспечение безопасности жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности является одним из национальных приоритетов, целями которых являются сохранение человеческого капитала, улучшение условий и охраны труда, а также обеспечение промышленной и экологической безопасности. Поэтому необходимо разработать комплекс мероприятий, минимизирующих негативные последствия, возникающие в процессе проведения исследовательской работы.

Рабочее место (аудитория 256) располагается на втором этаже 8 учебного корпуса ТПУ по адресу ул. Усова 7. Данная лаборатория оборудована персональными компьютерами в количестве 5 штук, различным лабораторным оборудованием и лабораторной посудой. Стены окрашены матовой краской светло-бежевых тонов, потолки светлые. В кабинете 4 оконных проёма. Продолжительность работ в лаборатории варьируется от 3 часов до 6.

Согласно [64] для данного рабочего места можно выделить следующие вредные и опасные факторы производственной среды.

I. Вредные факторы производственной среды

1. Метеоусловия

Работа лаборанта относится к категории работ Iб (работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/ч (140–174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением). Оптимальные и допустимые показатели микроклимата, соответствующие данной категории работ и указанные в СанПиН 2.2.4.548-96 [66], можно выделить в таблицы 6.2 и 6.3.

Средняя температура в зимний период составляет приблизительно 19,1 °С, следовательно, температура в помещении соответствует допустимым

нормам температуры воздуха ниже оптимальных величин. В летний период температура в лаборатории составляла 21,3 °С, что также соответствует диапазону допустимых температур ниже оптимальных. Данных по относительной влажности воздуха нет.

Таблица 6.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата

Период года	Категория тяжести работ, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый		22-24	21-25	60-40	0,1

Таблица 6.3 – Допустимые величины показателей микроклимата

Период года	Категория тяжести работ, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С
		ниже оптимальных величин	выше оптимальных величин	
Холодный	Iб (140-174)	19,0-20,9	23,1-24,0	18,0-25,0
Теплый		20,0-21,9	24,1-28,0	19,0-29,0
Период года	Категория тяжести работ, Вт	Скорость движения воздуха, м/с		Относительная влажность воздуха, %
		для диапазона температур воздуха ниже оптимальных величин, не более	для диапазона температур воздуха выше оптимальных величин, не более	
Холодный	Iб (140-174)	0,1	0,2	15-75
Теплый		0,1	0,3	15-75

Движение воздуха – это важный фактор, способствующий созданию наиболее благоприятных условий для жизнедеятельности человека. Вентиляция зданий имеет большое значение в оздоровлении условий труда. Она предназначена для удаления вредных выделений из рабочих помещений и подачи в них свежего воздуха. Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [66], оптимальное значение скорости движения воздуха для категории работ Iб равно 0,1 м/с. На рассматриваемом рабочем месте подвижность воздуха менее 0,1 м/с, т.к. система вентилирования отсутствует, воздух перемещается от сквозняка. Движущийся воздух способствует усилению теплоотдачи организма путем конвекции и излучения, а также созданию условий для испарения влаги с поверхностей слизистых оболочек и кожного покрова.

2. Вредные вещества

2.1. Использование токсических веществ.

1. Четыреххлористый углерод (тетрахлорметан) CCl_4 . Бесцветная жидкость с характерным запахом. Пар CCl_4 тяжелее воздуха. При контакте с горячими поверхностями или с пламенем это вещество разлагается с образованием токсичных и раздражающих паров (хлористый водород, хлор, фосген). Реагирует бурно с некоторыми металлами, такими как алюминий, барий, магний, калий, натрий, с фтором и другими веществами с опасностью возникновения пожара и взрыва. Агрессивно в отношении меди, свинца и цинка. Это вещество может быть опасным для окружающей среды; особое внимание должно быть уделено воде. Опасное загрязнение воздуха будет достигаться очень быстро при испарении этого вещества при 20°C . Вещество может всасываться в организм при вдыхании, через кожу и через рот. При кратковременном воздействии вещество раздражает глаза, может оказывать действие на печень, почки и центральную нервную систему, приводя к потере сознания. Повторный или длительный контакт с кожей может вызвать дерматит. Вещество, возможно, канцерогенно для человека [67, 68].

2. Гексан C_6H_{14} . Летучая бесцветная жидкость с характерным запахом. Пар гексана тяжелее воздуха и может стелиться по земле; возможно возгорание на расстоянии. Реагирует с сильными окислителями с опасностью пожара и взрыва. Это вещество токсично для гидробионтов. Кратковременное воздействие на людей большого количества гексана вызывает слабую активность центральной нервной системы, головокружение, легкую тошноту и головную боль. Длительное воздействие гексана в воздухе вызывает полинейропатию у людей, с онемением в конечностях, мышечной слабостью, помутнением зрения, головной болью и усталостью. Информация о канцерогенном действии гексана на людей и животных отсутствует. ЕРА классифицирует гексан как группу D, не поддающуюся классификации по канцерогенности человека [69, 70].

3. Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях. Освещенность рабочих

помещений нормируется СП 52.13330.2011 [71] в зависимости от характеристики зрительной работы, определяемой минимальным размером объекта различения, контрастом объекта с фоном и свойствами фона и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [72] в зависимости от вида производственной деятельности. Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения для лабораторий приведены в таблице 6.4.

По определению коэффициент пульсации освещенности – это критерий глубины колебаний освещенности в результате изменений во времени светового потока [73]. Для лабораторий органической и неорганической химии коэффициент пульсации не более 10 %. Пульсации освещенности на рабочей поверхности утомляют зрение, а также может вызывать неадекватное восприятие наблюдаемого объекта за счет появления стробоскопического эффекта [74].

Таблица 6.4 – Нормируемые параметры естественного и искусственного освещения

Помещения	Коэффициент пульсации освещенности, $K_{пв}$, % не более	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Γ – горизонтальная, В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
			КЕО $e_{нв}$, %		КЕО $e_{нв}$, %		Освещенность, лк		
			при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
							всего	от общего	
Лаборатории орг. и неорг. химии	10	Γ -0,8	3,5	1,2	2,1	0,7	500	300	400
Аналитические лаборатории	10	Γ -0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500
Лаборатории научно-технические	10	Γ -0,8	3,5	1,2	2,1	0,7	500	300	400

4. Шум

Согласно [75], шум – это совокупность аperiодических звуков различной интенсивности и частоты. С физиологической точки зрения шум – это всякий неблагоприятно воспринимаемый звук. Источниками шума на рассматриваемом рабочем месте являются: работающее оборудование (макет устройства, проходящая рядом автомобильная дорога, идущие через

перегородку аудиторные занятия). В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [76] для учреждений, в которых занимаются научной деятельностью, допустимый уровень звукового давления составляет 50 дБА. Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения в органах слуха, центральной нервной системе и сердечно-сосудистой системе. Также действие шума способствует потере внимания, торможению психических реакций, что в условиях производства может привести к опасности возникновения несчастных случаев.

5. Электромагнитные поля

Электромагнитное излучение (ЭМИ) – распространяющееся в пространстве возмущение (изменение состояния) электромагнитного поля. При работе с электро- и радиотехническими устройствами и оборудованием допустимые уровни ЭМП нормируются ГОСТ 12.1.006–84 [77] и СанПиН 2.2.4.1191–03 [78]. Источником ЭМИ в лаборатории является компьютер и монитор. Работа с персональными электронно-вычислительными машинами нормируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [79]. При работе дисплея регистрируется слабое ультрафиолетовое, инфракрасное, микроволновое излучения, низко- и ультранизкочастотное электромагнитное поле. Электромагнитные излучения ухудшают работу сосудов головного мозга, что вызывает ослабление памяти, остроты зрения [74].

6. Психофизиологические вредные факторы

Нервно-психические перегрузки проявляются в форме перенапряжения, умственного перенапряжения. Перенапряжение зрительного анализатора, вызываемое недостаточной освещенностью, необходимостью рассматривать мелкие предметы, вызывает перенапряжение аккомодирующих мышц радужной оболочки глаз. В результате может быть головная боль, боль в области глазниц, прогрессирующая близорукость. При многократном повторении простейших движений работающий испытывает скуку, сонливость, падение интереса к работе.

II. Опасные факторы производственной среды

1. Электробезопасность

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В лаборатории влажность не превышает 75%, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования отсутствует, температура не выше 35 °С. Следовательно, согласно классификации помещений по опасности поражения людей электрическим током, представленной в Правилах устройства электроустановок [80], лаборатория относится к помещениям без повышенной опасности поражения людей электрическим током.

Термином «статическое электричество» называют возникновение свободного электрического заряда на поверхности или внутри диэлектриков и весь комплекс связанных с этим физических явлений [81]. Источником статического электричества на рабочем месте являются компьютеры, экран монитора, электроприборы. При воздействии статического электричества на организм человека раздражаются нервные окончания кожи, в тканях организма происходит изменение ионного состава, может наблюдаться брадикардия (уменьшение частоты сердечных сокращений) и артериальная гипертензия (повышение артериального давления). Под воздействием статического электричества на нервные окончания может также изменяться кожная чувствительность и сосудистый тонус, стимулируется капиллярный кровоток. Одновременно возникают функциональные нарушения в центральной нервной системе. Появляются повышенная утомляемость, раздражительность, плохой сон.

Напряженность электрического поля является его характеристикой, которая равна отношению вектора силы, с которой поле действует на заряд, к самому заряду. Источником электрического поля на рабочем месте является

персональный компьютер, электроприборы. Исследования различных научно-исследовательских институтов по охране и гигиене труда, показали, что электрическое поле вызывает определенные изменения в органах и клетках человека, которые зависят от напряженности поля и длительности пребывания в нем [82].

2. Пожаровзрывобезопасность

При нарушении норм и правил пожарной безопасности в лаборатории, неисправности электрооборудования, электропроводки может возникнуть пожар.

Согласно № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [83] рабочее место относится по функциональной пожарной опасности к классу Ф4.2 (здания образовательных учреждений высшего профессионального образования и дополнительного профессионального образования (повышения квалификации) специалистов).

6.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Для уменьшения негативного воздействия веществ на человека, а также для защиты от химических ожогов при работе с реактивами следует надевать халат из хлопчатобумажной ткани, использовать латексные перчатки или кислотозащитные рукавицы, при необходимости – респиратор.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими

разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Работники лаборатории обязаны соблюдать правила пожарной безопасности, знать места расположения первичных средств пожаротушения. Лаборатория должна быть оснащена первичными средствами пожаротушения: двумя огнетушителями, ящик с песком и двумя накидками из огнезащитной ткани.

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

При выполнении проектных работ или эксплуатации оборудования действующим природоохранным законодательством предусмотрены мероприятия по охране окружающей среды. При этом анализируются возможные источники вредных воздействий техногенной деятельности при разработке и реализации ВКР на различные природные среды окружающей среды [84].

6.2.1.1 Защита атмосферы

В процессе выполнения ВКР на рабочем месте использовались различные химические вещества (гексан, четыреххлористый углерод), вредные пары которых поступали в воздушную среду.

6.2.1.2 Защита гидросферы

Негативное воздействие на гидросферу заключается в сбросе загрязненных вод после промывки лабораторной посуды от водных растворов нефти в общую канализацию.

6.2.1.3 Защита литосферы

Во время работы образуются следующие виды твердых отходов, оказывающие неблагоприятное воздействие на литосферу: офисная бумага, различные канцелярские принадлежности, перчатки, разбитая стеклянная

лабораторная посуда. Все отходы выбрасываются в общий мусорный контейнер.

6.2.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Перед тем, как приступить к работе в химической лаборатории, необходимо пройти инструктажи. Прохождение инструктажа отмечается в лабораторном журнале по технике безопасности. Ответственность за это несет руководитель лаборатории.

Все химические реактивы следует хранить только в соответствующей таре с подписанными этикетками. Запрещается хранить растворы щелочей и кислот в тонкостенной стеклянной посуде. Лаборатория должна быть оборудована вытяжным шкафом для хранения кислот, щелочей и проведения опытов с ЛВЖ и ГЖ.

В лаборатории имеется медицинская аптечка с набором необходимых медикаментов и перевязочных средств.

Перед началом работы должна быть приведена в действие приточно-вытяжная вентиляция, необходимо одеть спецодежду.

Во время работы в лаборатории необходимо соблюдать чистоту, порядок и правила техники безопасности, так как беспорядочность, поспешность в работе могут приводить к несчастным случаям с тяжелыми последствиями.

Нельзя нагревать пробирку с растворами реагирующих веществ на сильном пламени, т.к. при этом жидкость выбрасывается из пробирки, что ведет к потере исследуемого вещества.

После окончания работы в лаборатории необходимо привести в порядок рабочее место, убрать все химреактивы в шкафы.

В учебно-научно-исследовательских лабораториях разрешается работать не более 8 часов, при этом каждые 45-50 минут работы необходимо делать перерыв не менее 15 минут и после 4 часов работы обеденный перерыв не менее 1 часа.

В качестве природоохранных мероприятий во избежание попадания вредных и токсичных паров в воздух рабочей зоны необходимо установить вытяжку с системой очистки и оборудовать систему вентиляции.

Приказом ТПУ № 391 от 21.01.2015 г. в лаборатории 256 8-го корпуса все жидкие отходы необходимо сливать в специальные сливные ёмкости. Отработанные растворы, остатки кислот, сернистых соединений, соединений ртути и серебра, растворы, содержащие йод и т.д. сливают в специальные банки. Нельзя сливать указанные растворы в раковины, соединённые с общей системой канализации.

Для уменьшения нагрузки на полигоны целесообразно ввести отдельный сбор мусора. Бумагу и разбитую стеклянную посуду можно использовать вторично. Люминесцентные лампы содержат ртуть и поэтому должны утилизироваться на специальных полигонах токсичных отходов.

6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – происшествие техногенного, экологического происхождения, заключающееся в резком отклонении от нормы протекающих процессов или явлений и оказывающих значительное отрицательное воздействие на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную среду и природную среду [85].

6.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при исследовании объекта

К ЧС природного характера в климатической зоне г. Томска можно отнести ураганы, сильные грозы, паводки и ливни. Так как рабочее место располагается в отдаленной зоне от разлива реки, то паводковые явления не наблюдаются.

В результате штормовых порывов ветра могут быть обрывы линий электропередач, из-за чего возможны перебои в электроснабжении, перегрузки, которые могут стать причиной пожара.

К возможным техногенным ЧС в лаборатории можно отнести пожары и выбросы вредных веществ. Своевременное и грамотное использование средств защиты является эффективной защитой человека в ЧС. Для защиты от поражающих факторов ЧС, используются средства коллективной и индивидуальной защиты. К поражающим факторам пожара относят открытый огонь, высокие температуры, дым, выделение вредных газов, взрывоопасных, сильнодействующих ядовитых и отравляющих веществ, ударная волна, падающие части строительных конструкций.

Одной из основных причин гибели людей при пожаре является ни огонь и температура, а токсичные продукты горения. Поэтому противодымная защита зданий, направленная на предотвращение или ограничение опасности задымления эвакуационных путей и зданий, отдельных помещений и удаление продуктов горения в определенном направлении, является первостепенной задачей противопожарной профилактики. В надлежащих местах должны быть вывешены планы эвакуации людей из здания.

К потенциально-опасным производственным объектам, располагающимся в непосредственной близости к рабочему месту, относятся Томский завод светотехники на проспекте Кирова, 5, Томский электромеханический завод им. В.В. Вахрушева, который находится по адресу пр. Ленина, 28. и пивоваренный завод «Томское пиво», расположенный по адресу Московский тракт, 46.

6.3.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Авария на пивоваренном заводе с выбросом аммиака может привести к попаданию корпуса №8 ТПУ в зону химического заражения. При получении информации об аварии с АХОВ необходимо надеть средства защиты органов дыхания (марлевая повязка, смоченная водой или 5% раствором лимонной или уксусной кислоты (две чайные ложки на стакан воды), противогазы с дополнительным патроном), средства защиты кожи (плащ, накидка), покинуть

район аварии в направлении, указанном в сообщении по радио (телевидению). Выходить из зоны химического заражения следует в сторону, перпендикулярную направлению ветра. Если из опасной зоны выйти невозможно, останьтесь в помещении и произведите его экстренную герметизацию: плотно закройте окна, двери, вентиляционные отверстия, дымоходы, уплотните щели в окнах и на стыках рам. При аварии с аммиаком следует укрываться на нижних этажах зданий.

В состав продукции, выпускаемой заводом светотехники, входят: галогенные, люминесцентные, металлогалогенные, неоновые, энергосберегающие, натриевые, светодиодные лампы, а так же лампы накаливания. В случае аварии на заводе светотехники возможен выброс следующих вредных веществ: инертных газов (аргон, неон, гелий, криптон, ксенон), углеводородов, фосфатов, четыреххлористого углерода, три- и тетрахлорэтилена, частиц металлов (вольфрама, ниобия, титана, тория, никеля, железа, алюминия, меди, лития, калия, натрия, бария, рубидия цезия, магния, галлия и т.д.), паров ртути. В случае пожара могут лететь обломки сооружений, осколки стекла. В целях защиты от выброса вредных веществ необходимо надеть средства защиты органов дыхания, кожных покровов, герметизировать помещение (плотно закрыть окна и двери, вентиляционные отверстия).

Томский электромеханический завод производит и ремонтирует горную и общепромышленную технику, большую номенклатуру взрывозащищенного и общепромышленного оборудования, строительного и садово-огородного инструмента, мебельную фурнитуру и т. п. В структуре завода имеются гальванический цех, цех механической обработки, окраски деталей. Следовательно, в случае АС на заводе выбросы будут содержать: цианистый водород, аэрозоль серной кислоты, оксид хрома (VI), аэрозоль никелевого раствора, пары масла, щелочь, оксид азота (IV), фтористый и хлористый водород, бензин, бензол, три- и тетрахлорэтилен, уайт-спирит [85].

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

К работе в химических лабораториях допускаются лица в возрасте не моложе 18 лет, прошедшие инструктаж по охране труда, медицинский осмотр и не имеющие противопоказаний по состоянию здоровья. Лица, допущенные к работе в лаборатории, должны соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, расписание учебных занятий, установленные режимы труда и отдыха.

Правила по охране труда – это огромный массив документов, актов и норм, в которых установлены правила обязательные к выполнению на всех этапах промышленных и производственных процессов. Такие правила регулируют отношения между работодателем и сотрудником, а также предусматривают все необходимые нормы для безопасного и продуктивного выполнения трудовых обязанностей. Правила по охране труда охватывают также нормы по эксплуатации оборудования, хранения вредной для здоровья, взрывоопасной и прочей продукции, утилизации отходов и прочее.

Охрана труда является неотъемлемой частью в абсолютно любой сфере трудовой деятельности. Это четкие инструкции и правила, соблюдение которых влияет на здоровье всех служащих и рабочих, а также на продуктивность производства. Определенные инструкции по охране труда варьируются в зависимости от направления и особенностей производства. Все пункты инструкций предусмотрены законодательно и обязательны к выполнению. Лица, допустившие невыполнение или нарушение инструкций по охране труда, привлекаются к дисциплинарной ответственности в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка и, при необходимости, подвергаются внеочередной проверке знаний и норм и правил охраны труда.

Статья 212 гл. 34 раздела X ТК РФ [86] и ст. 16 раздела IV Конвенции [87] обязывает работодателя обеспечить применение средств индивидуальной и

коллективной защиты на рабочем месте. Согласно Постановлению Минтруда РФ [88] лаборант химического анализа на рабочем месте должен иметь халат хлопчатобумажный, перчатки резиновые и респиратор.

В соответствии со ст. 91 гл. 15 раздела IV ТК РФ [86] нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю. Согласно ст. 100 гл. 16 раздела IV ТК РФ [86] режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (шестидневная с одним выходным днем).

Руководствуясь трудовым законодательством, режим труда и отдыха предусматривают с учетом специфики труда всех работающих, в первую очередь обеспечивают оптимальные режимы работающих, с повышением физическими и нервно-эмоциональными нагрузками, в условиях монотонности и с воздействием опасных и вредных производственных факторов.

На основании ст. 217 гл. 35 раздела X [86] в целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением в каждой организации, осуществляющей производственную деятельность, с численностью более 100 работников создается служба охраны труда или вводится должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку или опыт работы в этой области.

Федеральный государственный надзор труда осуществляется Федеральной инспекцией труда, состоящей из Федеральной службы по труду и занятости и ее территориальных органов (государственных инспекций труда) в соответствии с ратифицированными Российской Федерацией конвенциями Международной организации труда по вопросам инспекции труда, Трудовым кодексом Российской Федерации, другими федеральными законами и иными решениями Правительства Российской Федерации.

Разрабатываемая система, рассматриваемая в данной ВКР, позволит учитывать загрязнение водных ресурсов в режиме реального времени. Следовательно, можно создавать интернет ресурсы, показывающие в on-line режиме качество водных объектов. Это, в свою очередь, повысит социальную и

экологическую ответственность предприятий, осуществляющих свою деятельность с потреблением и сбросом воды, а так же обеспечит соблюдение права граждан на достоверную информацию о состоянии окружающей среды согласно ст. 42 гл. 2 Конституции РФ [89]. Данные устройства помогут предприятиям в соответствии со ст. 3 главы I №7–ФЗ [65] обеспечить снижение негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в соответствии с нормативами в области охраны окружающей среды.

Штаб по делам гражданской обороны и чрезвычайным ситуациям (ГО и ЧС) является постоянно действующим органом управления в объектовом звене предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (ЧС) и гражданской обороны (ГО). Он специально уполномочен решать задачи гражданской обороны, задачи по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и их последствий в университете.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Нефть является ценнейшим сырьем, без использования которого невозможен современный мир. Однако, процессы добычи, транспортировки, хранения и переработки нефти и нефтепродуктов являются источниками загрязнения окружающей среды. Участились разливы нефти и нефтепродуктов при их транспортировке по морю, рекам, дорогам. Также разливы нефти происходят из-за аварий на нефтепроводах.

Для контроля содержания нефти и нефтепродуктов в объектах экологии разработано множество стандартных методик. Они основаны на хроматографических (газовая и жидкостная хроматография) или спектральных (ИК- и флуоресцентная спектроскопия), причем газовая хроматография позволяет не только определить суммарное содержание нефти и нефтепродуктов, но и идентифицировать и определить количественно индивидуальные углеводороды, которые входят в состав нефти и нефтепродуктов.

.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова. Импульсный контактный кондуктометр с питанием двухэлектродной ячейки линейно нарастающим напряжением // Контроль. Диагностика. – 2013. – №. 13. – С. 88–94.
2. А.А. Ефанов, Д.А. Калашникова, Е.Е. Карепина. Сегнерово колесо [Электронный ресурс] // Ресурсоэффективным технологиям - энергию и энтузиазм молодых: сборник докладов IV Всероссийской конференции студентов Элитного технического образования, Томск, 24–27 Апреля 2013. – Томск: ТПУ, 2013. – С. 191–192. – Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2013/C08/C08.pdf>.
3. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова. Особенности питания двухэлектродной кондуктометрической ячейки импульсным напряжением треугольной формы // Неразрушающий контроль: сборник научных трудов всероссийской молодежной школы-конференции, Томск, 16–18 Августа 2013. – Томск: ТПУ, 2013. – С. 54–56.
4. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова. Кондуктометрический комплекс для экологического мониторинга водных объектов природного и техногенного происхождения // Контроль. Диагностика. – 2014. – №. 13. – С. 73–79.
5. Д.А. Калашникова. Разработка и реализация портативного фотоколориметра для полевого анализа вод, реализующего измерения жидких и твердых образцов // Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых: сборник научных трудов V Всероссийской конференции студентов элитного технического образования, Томск, 25–27 Марта 2014. – Томск: ТПУ, 2014 – С. 138–142. – Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C08/C08.pdf>.
6. D.A. Kalashnikova. Main problems of students' research work // Лингвистика и межкультурная коммуникация: теория и методологические проблемы современного образования (для студентов, аспирантов и молодых ученых): сборник трудов II Российской научно-практической конференции с

международным участием, Томск, 14–16 Мая 2014. – Томск: ТПУ, 2014. – Т.1. – С. 68–69.

7. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова. Разработка средства автоматического контроля для фотометрических методов анализа // Неразрушающий контроль: сборник трудов IV Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 2 т, Томск, 26–30 Мая 2014. – Томск: ТПУ, 2014. – Т. 2 – С. 145–148.

8. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова, С.В. Романенко. Контроль удельной электропроводности вод природного и техногенного происхождения с питанием двухэлектродных ячеек импульсным напряжением треугольной формы // Ученые записки Таврического национального университета имени В. И. Вернадского. Серия «География». – 2014. – Том 27 (66). – № 2. – С. 50–58.

9. Д.А. Калашникова. Кулонометрическая автокалибровка датчика pH при контроле показателя кислотности водных объектов // Ресурсоэффективным технологиям - энергию и энтузиазм молодых: сборник научных трудов VI Всероссийской конференции, Томск, 22–24 Апреля 2015. – Томск: ТПУ, 2015. – С. 327–329. – Режим доступа: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2015/C08/C08.pdf>.

10. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова. Кулонометрическая автокалибровка датчика pH при контроле показателя кислотности водных объектов // Неразрушающий контроль: сборник трудов V Всероссийской научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 2 т., Томск, 25–29 Мая 2015. – Томск: ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 232–235.

11. A.G. Kagirow, A.N. Vtorushina, D.A. Kalashnikova. Automated control monitoring of the content of pH, Cl^- , NO_3^- ions in the wastewater by ionometry // 9th International Conference on Instrumental Methods of Analysis: Modern Trends and Applications (IMA2015): Book of abstracts, ГРЕЦИЯ, September 20–24, 2015. – Kalamata: TEI of Peloponnese, 2015. – P. 301.

12. Y.V. Volkov, V.A. Tartakovsky, P.A. Akulov, D.A. Kalashnikova. Method of a chronological series synchronization // Иностранный язык в контексте проблем профессиональной коммуникации Материалы II Международной научной конференции. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2015. – С. 228–232.
13. О.В. Ветрова, Д.А. Калашникова, В.Н. Мелков, Г.В. Симонова. Измерение изотопного состава образцов меда для российского рынка // XI Сибирское совещание по климато-экологическому мониторингу Институт мониторинга климатических и экологических систем СО РАН. – 2015. – С. 101–102.
14. D.A. Kalashnikova, A.N. Markelova, V.N. Melkov, G.V. Simonova. Isotope composition of the pyrogenic carbon of various origins // Workshop on Black Carbon: Российско-американский семинар по проблемам черного углерода: сб. тез. докл. Кемерово, 5–7 апреля 2016. – Кемерово: ООО «Фирма ПОЛИГРАФ». – 2016. – С. 19.
15. Д.А. Калашникова, В.Н. Мелков, Г.В. Симонова. Установление аутентичности продуктов питания методом изотопной масс-спектрометрии // Безопасность – 2016: материалы докладов XXI Всерос. студенческой науч.-практ. конф. с междунар. участием «Проблемы безопасности современного мира» (г. Иркутск, 19–22 апреля, 2016 г.). – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ. – 2016. – С. 79–81.
16. Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, В.Н. Мелков, Г.В. Симонова. Изотопный состав атмосферных осадков и целлюлозы годовичных колец древесины как маркер климатических изменений // Материаловедение, технологии и экология в третьем тысячелетии: Материалы VI Всероссийской конференции молодых ученых. Томск, 11–13 мая 2016. – [Электронный ресурс]. – Томск: Издательство ИОА СО РАН. – 2016. – С. 303–305.
17. П.А. Акулов, Ю.В. Волков, Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, Г.В. Симонова, В.А. Тартаковский. Изотопная индикация биогенных элементов в снежных кернах для изучения антропогенного воздействия на территории г.

Томска и Томского района // Материаловедение, технологии и экология в третьем тысячелетии: Материалы VI Всероссийской конференции молодых ученых. Томск, 11–13 мая 2016. – [Электронный ресурс]. — Томск: Издательство ИОА СО РАН. – 2016. – С. 313–316.

18. Y.V. Volkov, V.A. Tartakovsky, P.A. Akulov, D.A. Kalashnikova. Algorithm of a Chronological Series Synchronization // 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST–2016): Proceedings: in 2 vol., Novosibirsk, June 1–3, 2016. – Novosibirsk: NSTU, 2016. – Vol. 2. – P. 342–345.

19. P.A. Akulov, Y.V. Volkov, D.A. Kalashnikova, A.N. Markelova, V.N. Melkov, G.V. Simonova and V.A. Tartakovskiy. Monitoring of carbon isotope composition of snow cover for Tomsk region. // International Conference and Early Career Scientists School on Environmental Observations, Modelling and Information Systems (ENVIROMIS-2016), 11–16 July 2016, Tomsk, Russian Federation. – IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2016. – Vol. 48. – № 1. – 012029. – doi:10.1088/1755-1315/48/1/012029.

20. Ю.В. Волков, Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, В.Н. Мелков, Г.В. Симонова. Радиоуглерод и тритий в объектах окружающей среды. Практическое использование этих радиоизотопов // Радиоактивность и радиоактивные элементы в среде обитания человека. Материалы V Международной конференции, г. Томск, 13–16 сентября 2016 г. – Томск: STT. – 2016. – С.274–277.

21. Г.В. Симонова, П.А. Акулов, Ю.В. Волков, М.В. Кабанов, Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, В.Н. Мелков. Геоэкологический мониторинг изотопного состава черного углерода как маркера источника происхождения сажевых примесей в атмосфере. XXI Симпозиума по геохимии изотопов им. А.П. Виноградова (15–17 ноября 2016г.) Тезисы докладов/ГЕОХИМ РАН-М: Акваркль, 2016. – С. 354–357.

22. Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, В.Н. Мелков, Г.В. Симонова. Изотопный состав легких элементов в природных объектах Томской области

- как маркер палеоклиматических изменений // Изв. вузов. Физика. – 2016. – Том 59. – №7/2. – С. 87–93.
23. D.A. Kalashnikova, A.N. Markelova, V.N. Melkov, G.V. Simonova. Isotope composition of pyrogenic carbon of various origins // Химия в интересах устойчивого развития. – 2016. – №4. – Том 24. – С. 467–471.
24. Д.А. Калашникова. Кинетика возникновения двойного электрического слоя в гальваностатическом импульсном режиме // Неразрушающий контроль: сборник трудов VI Всероссийской научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность». В 3 т. Т. 3 / ТПУ. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 482 с. – С. 124–127.
25. А.Г. Кагиров, Д.А. Калашникова. Система online мониторинга природных водных объектов по интегральным показателям качества // Экологический мониторинг и биоразнообразие. 2016. – № 1 (11). – С. 163–168.
26. П.А. Акулов, Ю.В. Волков, Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, В.Н. Мелков, Г.В. Симонова. Изотопные методы исследования аэрозолей. Аэрозоли Сибири. XXIII Рабочая группа: Тезисы докладов. – Томск: Изд-во ИОА СО РАН, 2016. – с.74.
27. П.А. Акулов, Ю.В. Волков, Д.А. Калашникова, А.Н. Маркелова, Г.В. Симонова, В.А. Тартаковский. Технологии мониторинга изотопного состава биогенных элементов на территории Томской области / Избранные труды. Международная конференция и школа молодых ученых по измерениям, моделированию и информационным системам для изучения окружающей среды “Enviromis-2016”. – Томск: Изд-во Томского ЦНТИ, 2016. – С. 339–342.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Николаева А.О. Анализ методов обнаружения утечек в нефтепроводах для транспортировки нефти // А.О. Николаева. – Интеллектуальный потенциал XXI века: ступени познания. Технические науки. – 2011. – №5(2). – С. 71–73.
2. Давыдова С.Л., Тагасов В.И. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде: Учеб. пособие. – М.: Изд-во РУДН. – 2004. – 163 с: ил.
3. Таер А.Д. Флуоресцентные исследования нефтепродуктов в тонких пленках / А.Д. Таер, С.В. Пацаева, В.В. Фадеев, В.И. Южаков // Вестник Московского университета. – Серия 3. Физика. Астрономия. – 1994. – Т. 35. – № 2. – С. 51–55.
4. Черняев А.В. Моделирование процессов распространения нефтяных загрязнений по акватории малых водотоков / А.В. Черняев, А.А. Павлов // Записки горного институт. – 2013. – № 203. – с. 237–241.
5. Павлов А.А. Моделирование процессов трансформации нефтяных загрязнений при разливах нефтепродуктов на акваторию малых рек / А.А. Павлов, А.В. Черняев // Известия ВолгГТУ. – 2009. – №6. Т. 6. – с. 23–27.
6. О введении в действие Санитарных правил (вместе с «СанПиН 2.1.4.1074-01. 2.1.4. Питиевая вода и водоснабжение населенных мест. Питиевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы»): постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 26.09.2001 № 24 (ред. от 28.06.2010). – М., 2002.
7. Об утверждении нормативов качества воды водных объектов рыбохозяйственного значения, в том числе нормативов предельно допустимых концентраций вредных веществ в водах водных объектов

рыбохозяйственного значения: приказ Росрыболовства от 18.01.2010 № 20.
– Российская газета, № 46, 2010.

8. О введении в действие ГН 2.1.5.1315-03 (вместе с «ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Гигиенические нормативы»): постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 30.04.2003 № 78 (ред. от 16.09.2013). – Российская газета, № 119/1, 2003 (специальный выпуск).
9. Гумеров А.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Х.А. Ахметов, Р.С. Гумеров, М.Г. Векштейн. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 1998.
10. Алексенко К.С., Федотова Н.С. МОНИТОРИНГ И ОЦЕНКА УТЕЧЕК НА НЕФТЕПРОВОДАХ // Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ: сб. ст. по мат. XLVIII междунар. студ. науч.-практ. конф. № 11(47). URL: [https://sibac.info/archive/technic/11\(47\).pdf](https://sibac.info/archive/technic/11(47).pdf) (дата обращения: 02.06.2017).
11. Федеральная служба государственной статистики <http://www.gks.ru>. Copyright 1999 – 2017.
12. Хасенова Д.Ф. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ СОУ.
13. Мишкин Г. Б. Классификация систем обнаружения утечек на магистральных трубопроводах нефти, газа и нефтепродуктов // Молодой ученый. — 2010. — №11. Т.1. — С. 56-58.
14. Шестаков Р.А., Комаров Д.Н., Филиппов С.А. АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ МЕТОДОВ ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК И ПУТИ ИХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – №3. – С. 47–50.
15. РД-13.320.00-КТН-223-09. Системы обнаружения утечек комбинированного типа на магистральных нефтепроводах: Общее

техническое задание на проектирование, изготовление и ввод в эксплуатацию.

16. Pavlov A.A. Simulation of the transformation of oil pollution spills of petroleum products into the waters of small rivers / A.A.Pavlov, A.V.Chernyaev // Proceedings of the Volgograd State Technical University. Ser. Actual problems of control, computing and informatics in technical systems. – 2009. – № 6. – P. 23–27.
17. Гамзаев Х.М. Моделирование растекания нефтяной пленки по поверхности моря // ПМТФ. – 2009. – Т. 50. – № 2. – С. 127–130.
18. Алексеев В.А. (Алексеев В.А., Моделирование процесса разлива нефти и нефтепродуктов при разгерметизации на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов / В.А. Алексеев, А.Н. Миннегалеев, С.В. Алексеев, Р.Р. Ахметов // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 8. – с. 172–176.),
19. А.А. Омирзак. Определения радиуса разлива нефти на водной поверхности при отсутствии ветра / Вестник КазТУ имени К.И. Сатпаева. – 2010. – №5 (81).
20. Самойлова Н.А., Да Консейсао А.А. Математическое моделирование испаряемости нефти и нефтепродуктов при их аварийных разливах / Н.А. Самойлова, А.А. Да Консейсао // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2010. – № 1–9. Т 12. – С. 2251–2254.
21. Пархоменко В.П. Моделирование распространения нефтяного разлива в море, покрытом льдом / В.П. Пархоменко // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2014. – № 10. – С. 463–466.
22. M. Aditya Kumar, G. Suresh Kumar. Weathering of Oil Spill: Modeling and Analysis // Aquatic Procedia. – V. 4. – 2015. – P. 435 – 442.
23. Tiago M. Alves, Eleni Kokinou. Modelling of oil spills in confined maritime basins: The case for early response in the Eastern Mediterranean Sea / T.M. Alves, E. Kokinou, G. Zodiatis, R. Lardner, C. Panagiotakis, H. Radhakrishnan // Environmental Pollution. – V. 206. – 2015. – P. 390–399.

24. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями № 1, 2). Введен 2002–07–01.
25. И.О. Брод. Основы геологии нефти и газа // Брод И.О., Еременко Н.А. – Изд-во Московского университета. – 1953. – 339 с.
26. ГОСТ 17.1.4.01-80. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к методам определения нефтепродуктов в природных и сточных водах. – Введ. 01.01.1983. – М., 2010. – 3 с.
27. Гладилов Д. Б. Флуорометрический метод контроля содержания нефтепродуктов в водах. – М.: РИА «Стандарты и качество». – 2006. – 5 с.
28. Константинова–Шлезингер М.А. Люминесцентный анализ / под. ред. М. А. Константиновой–Шлезингер. – М.: Физматлит, 1961. – С. 280–284.
29. Кирсанов, Ю. Г. Анализ нефти и нефтепродуктов : [учеб.-метод. пособие] / Ю. Г. Кирсанов, М. Г. Шишов, А. П. Коняева ; [науч. ред. О. А. Белоусова] ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 88 с.
30. Плотников И.Н. Фракционный состав нефти и методы его изучения: Учебно-методическое пособие по изучению фракционного состава нефтей для студентов специалистов, обучающихся по специальности 020305-Геология и геохимия горючих ископаемых, и студентов бакалавров, обучающихся по специальности 020700-Геология, профиль: геология и геохимия нефти и газа. – Казань: Казанский университет, 2012. – 30 с.
31. ПНД Ф 14.1:2.116–97. Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных и сточных вод методом колоночной хроматографии с гравиметрическим методом.
32. ГОСТ Р 51797-2001. Вода питьевая. Метод определения содержания нефтепродуктов.
33. ГОСТ 31953-2012 (ISO 9377-2:2000). Межгосударственный стандарт. Вода. Определение нефтепродуктов методом газовой хроматографии (введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2012 №1901).

34. РД 52.24.476-2007 Массовая концентрация нефтепродуктов в водах. Методика выполнения измерений ИК-фотометрическим методом. – Федеральная служба по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды. – Ростов-на-Дону: Гидрохимический институт, 2007.
35. МУК 4.1.1013-01 Определение массовой концентрации нефтепродуктов в воде.
36. ПНД Ф 14.1:2.62-96 Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и очищенных сточных водах методом колоночной хроматографии со спектрофотометрическим окончанием.
37. ПНД Ф 14.1:2.4.128–98 (изд. 2012 г.). Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в пробах природных, питьевых, сточных вод флуориметрическим методом на анализаторе жидкости «Флюорат-02».
38. МВИ–05–94. Методика выполнения измерений содержаний НП в природных и сточных водах газохроматографическим методом с пламенно-ионизационным детектором.
39. ГОСТ Р 51797-2001. Вода питьевая. Метод определения содержания нефтепродуктов. – Введ. 01.07.2002. – М., 2010. – 16 с.
40. ПНД Ф 14.1:2.5-95. Количественный химический анализ вод. Методика выполнения измерений массовой концентрации нефтепродуктов в природных и сточных водах методом инфракрасной спектроскопии. – Минприроды РФ. – М., 1995 (издание 2004 года).
41. ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества. – Введ. 01.07.1999. – М., 2010. – 21 с.
42. ISO 9377-2:2000. Water quality. Determination of hydrocarbon oil index. Part 2: Method using solvent extraction and gas chromatography. – 2000. – 19 с.
43. ГОСТ 31953–2012. Вода. Определение нефтепродуктов методом газовой хроматографии. Введ. 2014–01–01.

44. Ю. Кирхнер. Тонкослойная хроматография. В двух томах. – М., Мир. – Т. 1. – 1981. – 616 с.
45. Сумина Е.Г. Тонкослойная хроматография. Теоретические основы и практическое применение: Учебное пособие / Е.Г. Сумина, С.Н. Штыков, В.З. Углонова, Н.В. Кулакова. – Издание 3-е, дополненное. – Саратов. – 2012. – 128 с.
46. Эмануэль Н.М. Экспериментальные методы изучения кинетики: учебн. пособие / под ред. Н.М. Эмануэля и М.Г. Кузьмина. – Москва: Изд-во Московского университета. – 1985 г. – 384 с.
47. Накамото К. Инфракрасные спектры неорганических и координационных соединений / Пер.с англ. / Под ред. Ю.А.Пентина. – М., Химия. – 1969. – 536 с.
48. А. Смит. Прикладная ИК-спектроскопия / пер. с англ. / Под ред. А.А. Мальцева. – М., Мир. – 1982. – 328 с.
49. Наканиси К. Инфракрасные спектры и строение органических соединений. Практическое руководство / пер. с англ. / Под ред. А.А. Мальцева. – Мир, М., 1965. – 217 с.
50. Околелова А.А. Определение содержания нефтепродуктов в почвах инструментальными и ИК-спектральными методами / А.А. Околелова, Н.А. Рахимова, А.С. Мерзлякова и др. // Фундаментальные исследования. – 2014. – №5. – С. 89–92.
51. Тарасевич Б.Н. ИК спектры основных классов органических соединений. Справочные материалы / Б.Н. Тарасевич. – М., 2012. – 55 с.
52. Workman J. Handbook of organic compounds: NIR, IR, Raman, and UV-Vis Spectra Featuring Polymers and Surfactants. V. 1. Methods and Interpretations. – Academic Press, 2000. – 1493 p.
53. Артемьев В. Ю. Оценка изменения некоторых характеристик углеводородных систем в процессе разработки нефтегазоконденсатных залежей методом инфракрасной спектроскопии / В.Ю. Артемьев, Е.Б. Григорьев, И.М. Шафиев // Вести газовой науки. – 2010. – №1. – С. 46–58.

54. Иванова Л.В. ИК-спектметрия в анализе нефти и нефтепродуктов / Л.В. Иванова, Р.З. Сафиева, Н. Кошелев // Вестник Башкирского университета. – Т. 13. – №4. – 2008. – С. 869–874.
55. Артемьев В.Ю. Инфракрасная спектметрия как один из методов контроля при разработке ачимовских отложений Уренгойского НГКМ / В.Ю. Артемьев, Е.Б. Григорьев, О.А. Шигидин // Вести газовой науки. – 2013. – №1. – С. 21–26.
56. Ширяева Р.Н. ИК-спектроскопическое изучение химической структуры асфальтенов из нефти месторождений Оренбургской области и Северные Бузачи / Р.Н. Ширяева, Ф.Х. Кудашева, Д.И. Шафигуллина // Международный исследовательский журнал. – 2015. – С. 20–23.
57. Гаврикова А.В. Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность / А.В. Гаврикова [и др.]. – Томск, Изд-во: Томский политехнический университет, 2014. – 73 с.
58. Кузьмин А.М. Методы поиска новых решений и идей. Методы менеджмента качества. А.М. Кузьмин. – 2003. – №1. – С 22–27.
59. Карпунина М.Г. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие. Под ред. М.Г. Карпунина. – М.: Энергия, 1980. – 175 с.
60. Мазур И.И. Управление проектами. И.И. Мазур [и др.]. – Учебное пособие – Москва: Омега-Л, 2004. – 664 с.
61. Томский политехнический университет [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://portal.tpu.ru/departments/otdel/peo/documents>, свободный. Яз. Русский. Дата обращения: 12.04.2017 г.
62. Налоговый кодекс РФ от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 03.04.2017 г.) / гл. 34 НК РФ.// Консультант-плюс: справ.-правовая система.
63. Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний (ред. от 28.12.2016 г.): Федеральный закон от 02.07.1998 № 125-ФЗ / Консультант-плюс: справ.-правовая система.

64. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация – Введ. 1976-01-01. – М., 1976.
65. 2. 6. Об охране окружающей среды: федер. закон. – М., 2002.
66. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений – Введ. 1996-10-01. – М., 1996.
67. Тетрахлорметан [Электронный ресурс]: портал Института охраны труда, промышленной безопасности и социального партнерства . – СПб., 2004–2015. Режим доступа: <https://www.safework.ru/content/cards/RUS0024.HTM>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 22.05.2017).
68. Carbon tetrachloride [Электронный ресурс]: National Center for Biotechnology Information, Open Chemistry Database. – USA. Режим доступа: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/5943#section=Information-Sources>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 22.05.2017).
69. н-Гексан [Электронный ресурс]: портал Института охраны труда, промышленной безопасности и социального партнерства . – СПб., 2004–2015. Режим доступа: <https://www.safework.ru/content/cards/RUS0279.HTM>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 22.05.2017).
70. Hexane [Электронный ресурс]: National Center for Biotechnology Information, Open Chemistry Database. – USA. Режим доступа: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/8058#section=Top>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 22.05.2017).
71. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 (утв. Приказом Минрегиона РФ от 27.12.2010 N783) – Введ. 2011–05–20. – М., 2011.
72. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – Введ. 2003-06-15. – М., 2003.

73. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В. Белова. – 7-е изд., стер. – М.: Высш. шк., 2007. – 616 с.: ил.
74. Гусельников М.Э. Лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей: учебное пособие / Ю.А. Амелькович, Ю.В. Анищенко, А.Н. Вторушина, М.В. Гуляев, М.Э. Гусельников, А.Г. Дашковский, Т.А. Задорожная, В.Н. Извеков, А.Г. Кагиров, К.М. Костырев, В.Ф. Панин, А.М. Плахов, С.В. Романенко – Томск: Издательство ТПУ, 2010. – 236 с.
75. Арустамов Э.А. Безопасность жизнедеятельности: Учебник – Под ред. проф. Э.А. Арустамова . – 10-е изд., перерад. и доп. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и Ко», 2006. – 476 с.
76. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности – Введ. 1984-06-30. – М., 12 с.
77. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению. – Введ. 1986-01-01.
78. СанПиН 2.2.4.1191-03. Электромагнитные поля в производственных условиях – Введ. 2003-05-01. – М., 2003.
79. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы – Введ. 2003-06-30. – М., 2003.
80. Правила устройства электроустановок: утв приказом Минэнерго РФз от 08.07.2002 г. № 204. – М., 543 с.
81. Статическое электричество и здоровье [Электронный ресурс]: портал Компьютер и здоровье. – М., 2003-2015. Режим доступа: <http://comp-doctor.ru/sovet/staticheskoe-elektrichestvo.php>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 05.06.2015).
82. Воздействие электромагнитного поля на персонал [Электронный ресурс]: портал Электроэнергетика. – Режим доступа:

<http://forca.ru/knigi/arhivy/remont-vl-pod-napryazheniem-8.html>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения 05.06.2015).

83. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федер. закон. – М., 2008.
84. Гусельников М.Э. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» выпускной квалификационной работы для студентов всех форм обучения / Сост. М.Э. Гусельников, В.Н. Извеков, Н. В. Крепша, В.Ф. Панин. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 42 с.
85. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при производстве металлопокрытий гальваническим способом (по величинам удельных показателей) – СПб. 2000.
86. Трудовой кодекс Российской Федерации. – М., 2002.
87. Конвенция Международной Организации Труда №155 о безопасности и гигиене труда и производственной среде (Женева, 03.06.1981 г.).
88. Об утверждении типовых отраслевых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам химических производств : постановление Минтруда РФ от 22.07.1999 г. №26 // Бюллетене Министерства труда и социального развития РФ. – 1999 г., №9.
89. Конституция Российской Федерации. – М., 1993.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел 1. Literature review

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1ЕМ51	Калашникова Дарья Андреевна		

Консультант кафедры ЭБЖ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кагиров Артур Геннадьевич	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист кафедры ИЯФТ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Данейкина Наталья Викторовна			

1 LITERATURE REVIEW

1.1 Oil and its behavior in an environment

Crude oils and petrochemical products are widely occurring organic pollutants of the aquatic habitat. The total annual flow of oil and oil products into the seas and oceans is estimated at tens of million tons. This amount is approximately equal to the total number of hydrocarbons (HC) entering into the seas and oceans during the natural decomposition of plant and animal remains [3].

The oil which has entered into the water body spreads over the water surface quickly forming fields of oil films:

- in the absence of wind and stream (on still water) oil spreads out in all directions in a uniform manner forming a circle the radius of which varies with time;
- in the presence of wind and stream the oil slick takes on an elliptical elongated form along the direction of the wind and stream velocities total vector [4].

The transformation and drifting of oil slick in water conform with interrelated, complex, physicochemical processes that depend on the chemical and physical properties of the oil, the hydrodynamic properties of the water body and the environmental conditions. The main physical, chemical and biological processes that affect an oil spill after entering to an aqueous habitat have shown in Fig. 1 [5].

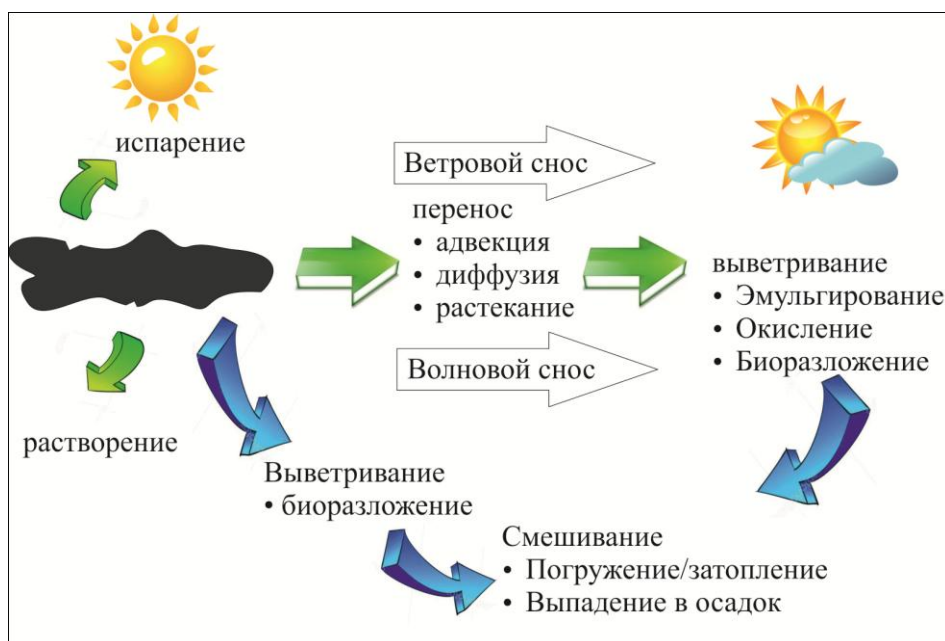


Figure 1 – Behavior of oil products in water

Regardless of the oil enter ways into the aquatic habitat (in the form of a subsurface or surface spill) oil exists in it in the form of a drifting surface slick and suspended in the water column (emulsion of oil in water). There is a constant exchange between surface and suspended oil. On the one hand, the oil slick on the water surface is subject to movement under the influence of streams and on the other hand – to a grate number of transformation processes. Oil transformation manifests itself in spreading under the influence of gravitational, inertial, viscous forces and surface tension force. Also oil transformation occurs as a result of a complex of weathering processes that lead to a change of the physico-chemical oil properties. These processes include:

- gradual evaporation of volatile fractions;
- emulsification (formation of an oil emulsion in water, as a result of which it acquires a brown shade);
- dispersing (penetration of oil globules into water under the influence of the collapse of wind waves);
- dissolution of oil in water [5].

Oil entered in natural water bodies undergoes microbiological degradation with the involvement of various bacteria types. However, this degradation is slow, as long as the oil is on the water body surface for several months. During this time volatile components can evaporate and the remaining ones slowly oxidize. As a result of these processes on the water surface the semivolatile components are combined into clots which eventually gravitate to the bottom.

The main mechanism for self-purification of water from individual groups of organic substances when biochemical effects are most pronounced is the degradation of oil. Evaporation takes an important place in the process of oil spills destruction. HC with long chains of carbon atoms up to C_{15} (boiling point up to 250°C) volatilize from the water surface for 10 days, HC C_{15} – C_{25} (250 – 400°C) are persisted much longer and heavy fractions (chains with carbon atoms more than C_{25}) practically do not evaporate. As a result only evaporation can remove up to 50% of crude oil HC, up to 10% heavy and up to 75% light fuel oil [2].

In the marine environment in the process of the oil destruction products of partial oxidation of certain HC accumulates. These hydrocarbons are the substrate for further exposure of microbial population. These are alcohols RON , phenols $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH}$, ketones RCOR , hydroperoxides ROOH , aldehydes RCNO , organic acids, amino acids, lipids, sugars, polysaccharides. It is clear that the complexity of the oil and oil products composition requires a variety of microorganisms which capable of attacking and destroying both oil components and metabolic products. Therefore crude oils and individual HCs are more efficiently destroyed by a mixed bacterial population than by individual strains.

Numerous studies have shown that oil entered into the sea does not create a permanent or constant danger for living organisms and does not accumulate in them. That is why the entering of oil into the human body along the trophic chain is unlikely. On the littoral (tidal zone), especially on the sandy shore, oil products – gasoline, diesel fuel and high fractions of petroleum – are much more dangerous than crude oil. In these cases the concentration of oil keeps high for a long time and causes much harm. But this happens comparatively rarely. Usually, during disasters, oil diverges quickly in water and dilutes, its decomposition begins [2].

In the Russian Federation, water quality standards have been established for water bodies. For drinking water, according to [6], the maximum allowable concentration (MAC) of petroleum products (total) is 0.1 mg/l. For water of water objects of fishery use, as well as for the seas and their individual parts according to [7] the MAC of oil and oil products in the dissolved and emulsified state is 0.05 mg/dm³. According to [8], the MAC of oil and polysulphide oil for water bodies of drinking-household and cultural-general usage is 0.3 and 0.1 mg/l, respectively.

1.2 Methods for detecting oil leaks

During the operation of oil pipelines, damage of various kinds takes place. Damages on the main oil pipelines are caused by the action of the factors of the two groups. The first group of factors is associated with a decrease in the bearing capacity of the pipeline, the second - with increasing loads and impacts [9]. Typically, oil

spills are divided into significant and insignificant, since there are practically no average leaks in pipeline transport of petroleum products. Author of the work [10] believes that "minor leaks are characterized by volumetric flow of liquid through a gap, ranging from 2 to 600 l/h. Considerable leaks are considered to be such leaks, in which the flow through the fracture exceeds 10 m³/h. In this case, the appearance of leaks is accompanied by a significant change in the hydrodynamic process throughout the main pipeline". However, the amount of oil and oil products losses depends not only on the location and size of the damage, but also on the time of detection and elimination of the leak. The amount of leaked oil or oil products, even with relatively small damages, can be significant if left undetected for a long time [1].

The total length of the oil and oil products pipelines in operation in Russia is growing every year. The length of main oil pipelines and oil product pipelines as of the end of 2015 (according to Rosstat) was 54.8 and 19.3 thousand km, respectively [11].

Taking into account this fact and the fact that the oil and gas transportation system of Russia is continuing to develop intensively, the task of safe and reliable use of pipelines is of paramount importance. In connection with this, a considerable number of leak detection systems (SDAs) from pipelines have been developed.

The JMA on the main oil, gas and oil products pipelines is designed to solve the following tasks: 1 – to effectively protect the environment from pollution by reducing the amount of oil released from the pipeline in the event of a rupture, by reducing the time from leakage to detection; 2 – to protect the oil pipeline from unauthorized tie-ins.

All SDAs must meet a number of requirements:

1. High sensitivity;
2. Accuracy of leak location;
3. Safe operation;
4. Monitoring the condition of long-distance pipelines;
5. High degree of automation, reliability and reliability of information;
6. No interference affecting the pumping regime;

7. The economy;
8. Ability to work in any climatic and weather conditions.

The authors of the works [12–14] cite lists and classifications of the most well-known existing methods for detecting leaks on trunk pipelines.

Depending on the mode of operation of the pipelines, the leak detection methods can be divided into the methods used in the static operation of the pipeline (ie, when the pumping of the product is stopped and the individual sections of the pipeline are under hydraulic pressure) and the methods used in the dynamic operation of the pipeline.

Depending on the periodicity of the control, methods for detecting leaks can be classified into: methods for periodically checking for leaks (at regular intervals) and methods for continuously checking for leaks that operate continuously.

Depending on the physical parameter underlying the method, the following leakage control methods are distinguished:

1. Method of reducing pressure with a fixed or sliding installation (if leakage occurs, the pressure of pumped oil or oil products decreases);
2. Method of negative shock waves;
3. Methods of material balance: a method of comparing the costs of the pumped product, the method of linear balance (the quantity of the pumped product is taken into account);
4. Method of comparing the change in the rate of expenditure;
5. Radioactive method (introduction of liquid isotope);
6. Methods that work on acoustic noise leakage (ultrasonic method, acoustic (ground), acoustic emission method);
7. Method of tracer gases;
8. Visual method of monitoring the route;
9. The method of checking the tightness of a hydraulic test (crimping);
10. Static pressure method (based on the rate of pressure reduction);
11. Method of differential pressure (based on the rate of pressure drop);
12. Method of differential pressure probe.

Currently, the most common because of the economy and the minimum number of measuring devices are parametric SDAs. According to RD-13.320.00-KTN-223-09 [15] "the parametric leak detection system is a leak detection system that operates on the basis of the use of the technological data supplied to the dispatch control and control system (SDK) on the parameters of the pipeline operation and the application of the mathematical model of the oil pipeline to make a decision on the presence of a leak." One of such methods providing accurate and operative control, effective practical implementation, is mathematical modeling, which is an integrated set of methods and an expert model for detecting leaks, implemented on the basis of software and hardware.

Research and modeling of oil spills has been devoted to a large number of scientific papers that take into account evaporation, precipitation, diffusion, emulsification, the presence of ice [4, 5, 16–23].

However, there is no universal approach to the description of processes and the generally accepted system of models. An additional important and fundamental difficulty is the impossibility of carrying out full-scale on-site experimental research, which makes it difficult to verify the adequacy and accuracy of oil spill models.

1.3 Physical and chemical properties of oil

To understand the essence of the processes that occur with oil after hitting the objects of the environment, it is necessary to consider the basic physical and chemical properties of oil, its composition.

1.3.1 Physical properties

Oil is a fatty liquid. Oil color can vary widely - from colorless (oil from the upper horizons) through the light yellow, to the dark brown and black. The consistency of the oils is also different – from liquid oily to dense resinous. On the territory of the Russian Federation there is a state standard GOST R 51858-2002 [24], In which the main characteristics of the oil produced in the territory of the Russian Federation are prescribed.

Density is one of the main and important physical parameters of oil. Since the basis of oil is hydrocarbons, its density, as a rule, is less than one. The densities of oil products depend significantly on the fractional composition and vary within the limits indicated in Table 1.

Table 1 – Density limits of oils depending on the type

	Density of oil, kg/m³				
	0	1	2	3	4
	especially light	light	medium	heavy	bituminous
at 20°C	no more 830,0	830,1–850,0	850,1–870,0	870,1–895,0	more 895,0
at 15°C	no more 833,7	833,8–853,6	853,7–873,5	873,6–898,4	more 898,4

The molecular weight of petroleum and petroleum products is averaged and depends on the chemical composition and the quantitative ratio of the components of the mixture. The first representative of the liquid hydrocarbons that make up the oil is pentane with a molecular mass of 72. In resinous substances, the molecular weight can reach 1.5–2.0 thousand cu. The average molecular weight for most oils is in the range of 250-300 conventional units.

Viscosity is also one of the important physical properties of oil. The viscosity of oil and oil products depends on the chemical and fractional composition. It is accepted to distinguish between dynamic and kinematic viscosity. Dynamic viscosity (internal friction) – the property of real fluids to resist shearing tangential forces. This property manifests itself in the motion of liquids. Kinematic viscosity is a quantity equal to the ratio of dynamic viscosity to its density at the same temperature. Kinematic viscosity is one of the most important characteristics of petroleum lubricating oils, since it is the viscosity that determines the ability of the oil to provide the required hydrodynamic lubrication regime.

Surface tension. Surface tension is the force with which the fluid resists increasing its surface. Table 2 shows the surface tension of some oils in relation to air and water. Surface tension for different groups of hydrocarbons is different - it is maximum for aromatic groups and minimal for paraffinic groups. Most heteroatomic

polar compounds have a surface tension lower than hydrocarbons. It is their presence that plays an important role in the formation of water-oil emulsions.

Table 2 - Surface tension of oils in relation to air and water [25]

	Surface tension, mN/m	
	to air	to water
Binagadi oil	31,0	19,0
Balakhani oil	28,9	27,1
Surakhani oil	25,8	27,8
Ukhta oil	31,1	33,3

Electrical conductivity. Oil and oil products do not conduct electric current, i.e. They are dielectrics. That is why oil products are used in industry for the manufacture of insulators. However, high dielectric properties of oil and petroleum products contribute to the accumulation of charges of static electricity on the surface. Their discharge can cause a spark and, consequently, the ignition of petroleum products.

Solubility. The solubility of oil in water is small, however, oil and petroleum products readily dissolve in organic solvents, for example, gasoline, chloroform, carbon tetrachloride, etc. [25]. Oil and oil products are a good solvent for a number of substances: iodine, sulfur, rubber, most resins, vegetable and animal fats.

Optical properties of oil. Most oils have a noticeable luminescence. Luminescence of oil is understood as its ability to luminesce in ultraviolet light. Usually, the color and brightness of the luminescence depend on the group composition of the oil. Light oils have luminescence with the greatest brightness and in the shortest wavelength range (blue-blue and blue). The brightness of the luminescence of oil decreases and the color through the bluish-yellow and yellow changes to yellow-brown and brown with an increase in the number of resins and asphaltene in oil.

1.3.2 Chemical properties

From the point of view of chemistry, oil is a complex mixture of hydrocarbons (HC) and carbon compounds. However, the elemental composition of

the oils is very simple. The main elements forming the oil are carbon C and hydrogen H. The carbon content ranges from 84–87%, hydrogen – 12–14%, other elements (oxygen, nitrogen, sulfur) account for about 1–2%. In rare cases, the sulfur content can reach 3–5%.

Typically, petroleum products are understood as low-polar and nonpolar hydrocarbons (aliphatic, aromatic, alicyclic), which constitute the main and most characteristic part of oil and petroleum products [26]. In the analysis of surface waters, volatile petroleum products are not determined, since their content is negligible.

A significant proportion of highly molecular oil compounds are polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs), whose presence adversely affects the quality of catalytic cracking products, and also limits the depth of cracking reactions and causes an increase in coke formation on the catalyst. To determine the total content of aromatic compounds, a fluorescent method is used, which is considered relatively simple in comparison with others. In the formation of an analytical signal under the fluorescent method, mainly aromatic structures are involved. When excited in the near ultraviolet (UV) and visible regions of the spectrum, only PAHs are fluorescent, the fraction of which essentially depends on the nature of the oil product [27, 28].

The chemical composition of oil has not yet been fully understood. Although it is established that the composition of oils includes more than 450 individual compounds (hydrocarbons), which constitute 90-95% of the volume of oils. The number of carbon atoms in petroleum hydrocarbons ranges from C_1 - C_4 (gases) to C_{60} (solids). In small amounts, the composition of the oils includes oxygen-containing compounds, for example, aldehydes, ketones and carboxylic acids, sulfur- and nitrogen-containing substances. The composition of oil includes the following hydrocarbons.

Alkanes (paraffins, methane hydrocarbons) with the general formula C_nH_{2n+2} have a straight line (n-alkanes) and a branched (isoalkane) chain. This includes methane CH_4 , ethane C_2H_6 , the structural structure of which is shown in Fig. 2.1,

propane C_3H_8 , butane and isobutane having the formula C_4H_{10} . Paraffin hydrocarbons are chemically the most stable and belong to the ultimate hydrocarbons.

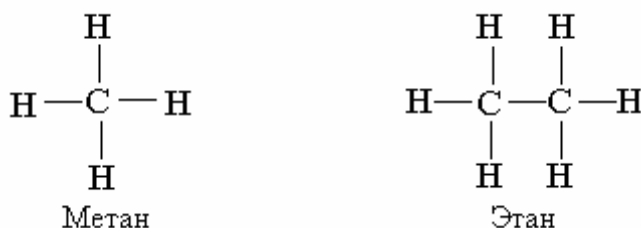


Figure 2 – Structural schemes of methane and ethane

N-alkanes C_{12} - C_{36} are slightly soluble in water - up to 0,0018 mg/l; N-alkanes with more than 12 carbon atoms are in water at a temperature of 20-25 ° C in the form of aggregates of several molecules. Lower petroleum hydrocarbons to butane (number of carbon atoms = 4) - gases that are part of natural gas and dissolved in oil. Hydrocarbons with $n = 5$ -17 are liquids with a characteristic odor. Higher hydrocarbons ($n > 17$) are solids. As a rule, the content of alkanes in oil is from 15 to 55%.

Thus, paraffin hydrocarbons in oil can be represented by gases, liquids and solids. They have different effects on the properties of oil: gases reduce viscosity and increase the elasticity of fumes; Liquid paraffins are highly soluble in oil at elevated temperatures with the formation of homogeneous solutions; Solid paraffins also dissolve well in oil, forming true molecular solutions.

Cycloalkanes (naphthenic hydrocarbons (naphthenes)) with the general formula C_nH_{2n} are saturated cyclic hydrocarbons of the cyclopentane and cyclohexane series (Fig. 3), As well as more complex polycyclic compounds (containing up to 5 or 6 cycles per molecule). Naphthenes are contained in all types of oils in all petroleum fractions; In kerosene and gasoline fractions more than 80 individual naphthenes C_5 - C_{12} were found. All the bonds of carbon and hydrogen are saturated, so naphthenic oils have stable properties. Naphthenes have a higher density and lower vapor pressure compared with paraffins, and also have a better dissolving power.

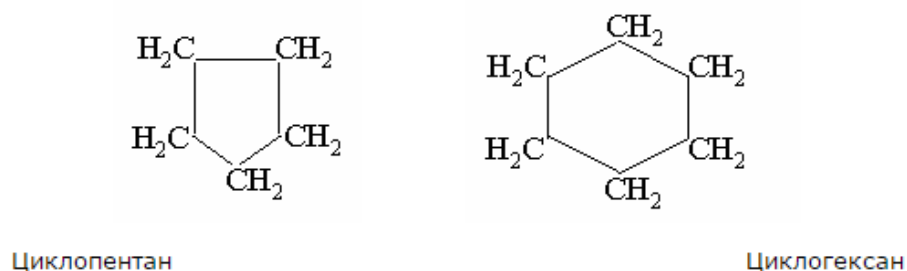


Figure 3 – Structural diagrams of cyclopentane and cyclohexane

Aromatic hydrocarbons (arenes) are unsaturated cyclic compounds of the benzene series. The general formula C_nH_{2n-m} , where $n \geq 6$, m is an even number, the hydrogen atoms in them can be replaced by alkyl groups. The number of carbon atoms in the aromatic compounds of crude oils is up to 13. Aromatic compounds have an increased stability of the structure and are more inert to chemical oxidation than alkanes; Their content in crude oil is 5-55%.

Asphalt-resinous part of the oil is a substance of dark color, partially dissolving in gasoline, and is a mixture of heterocyclic and aliphatic hydrocarbons from 5-8 cycles. Asphaltenes are able to swell in solvents, and after that go into solution. In resinous-carbon systems, the solubility of asphaltenes increases with a decrease in the concentration of light hydrocarbons and an increase in the concentration of aromatic hydrocarbons. The resins do not dissolve in gasoline, they are polar substances whose relative molecular mass is 500-1200. Resins contain the main amount of oxygen, sulfur and nitrogen compounds of oil: large fragments of molecules are linked together by methylene bridges and S, O, N heteroatoms, and also the presence of functional groups (carboxyl, carbonyl, mercapto group). The content of asphaltenes and resins in crude oils can make up to 15%.

Olefins (ethylene hydrocarbons) are non-cyclic unsaturated compounds with the general formula C_nH_{2n} . In crude oil, these compounds are absent, but are formed when cracking the oil. Olefins are practically insoluble in water, but they readily dissolve in many organic solvents. Gaseous and liquid hydrocarbons (the number of carbon atoms in a molecule up to 9) dissolve in water at a low temperature. The solubility of liquid hydrocarbons decreases with increasing molecular weight. Thus, the solubility of petroleum hydrocarbons (in the presence of an unbranched chain)

decreases by approximately an order of magnitude for every two carbon atoms (for HC from C6 to C16) [2].

1.3.3 The fractional composition of oil

The most important indicator of the quality of oil is its fractional composition. All methods for determining the fractional composition of oil are based on distillation. This is the "physical method of separating a complex mixture of petroleum hydrocarbons into separate fractions with different boiling temperature ranges by evaporation of oil and the subsequent fractional condensation of the formed vapors" [29]. Each fraction has its own temperatures of the beginning and end of the boiling.

Fractions with a boiling point up to 350 ° C are taken at a pressure slightly above atmospheric pressure and are called light distillates. The names of factions are assigned depending on the direction of their further use. In general, with industrial distillation of oil, fractions with the following boiling temperature limits are obtained:

- Gasoline fraction (from the beginning of boiling to 140-180 ° C): consists of a mixture of light paraffin (C5-C9), aromatic and naphthenic hydrocarbons;
- Naphtha fraction (heavy naphtha) (140-180oC); Is a high-octane fraction, also represents a complex mixture of hydrocarbons, but already heavier, compared with gasoline (composition of C8-C14). In the naphtha fraction, compared with the gasoline, contains more aromatic hydrocarbons (up to 8%), and naphthenes are almost 3 times higher than the content of paraffins.
- Kerosene fraction (180-270 ° C) is represented by hydrocarbons C10-C16; It contains in its composition bicyclic - aromatic, naphthenic and naphthenic-aromatic hydrocarbons;
- Diesel fraction (270-350 ° C) (light or atmospheric gas oil, solar distillate) is represented by hydrocarbons C16-C20; Contain little aromatic hydrocarbons (up to 25%), with the predominance of naphthenes. This fraction mainly consists of cyclopentane and cyclohexane derivatives.

The fraction boiling at temperatures above 350 ° C is the remainder and is called fuel oil. Fuel oil and the fractions obtained from it are considered dark. Under vacuum, fuel oil is accelerated, and, depending on the purposes for further use, the following fractions are obtained:

- For production of fuels:
 - 350-500 ° C - vacuum gas oil (distillate);
 - 500oC - vacuum residue (tar);
- For obtaining oils:
 - 300-400 ° C (350-420 ° C) - light oil fraction (transformer distillate);
 - 400-450 ° C (420-490 ° C) - medium oil fraction (machine distillate);
 - 450-490 ° C - heavy oil fraction (cylinder distillate);
 - 490 ° C tar.

Thus, the fractionation process is understood as the separation of a complex mixture of components (oil) into simpler mixtures or separate constituents (fractions). Oil refining products are classified as light, if they boil up to 350°C, and to dark ones, if the boiling range is 350°C and higher.

All fractions of oil are different in hydrocarbon composition, have different color, specific gravity, density and viscosity. Light fractions are almost colorless. As the fractions become heavier, their color gradually changes to dark brown and black (Fig. 4).

The fractionation scheme is shown in Fig. 5a. Distillation (fractionation) of oil is carried out in distillation columns (Figure 5b).

In Fig. 5a ("A") shows how the liquid to be distilled (1) is heated to the temperature at which its molecules begin to emerge from the liquid as a gas (2). When they fall on a colder surface, condensation occurs, droplets (3) are formed, which can then be collected.

In Fig. 5a ("B") depicts a device for fractional distillation of crude oil. In the lower part a higher temperature is created than in the upper one. When crude oil enters the interior (4), its heavy components fall to the bottom, and the lighter ones rise in the form of vapors, which are pumped through the layer of liquid fractions

through the plates (5). Less volatile components condense and merge with the liquid. When the liquid level exceeds the preset limit, it overflows. Therefore, as the column rises upward, the vapor is enriched with volatile components.

1.4 Methods for determination of oil in water

Approved a number of methods for quantitative chemical analysis of waters included in the list of methods included in the State Register of Chemical Analysis Techniques and approved for the purposes of state environmental monitoring:

1. HDPE F 14.1: 2.116-97. Quantitative chemical analysis of waters. Method for performing measurements of the mass concentration of petroleum products in samples of natural and waste water using the method of column chromatography with a gravimetric method.

2. GOST R 51797-2001. Drinking water. Method for determining the content of petroleum products.

3. GOST 31953-2012 (ISO 9377-2: 2000). Interstate standard. Water. Determination of petroleum products by gas chromatography (commissioned by Order of Rosstandart of 12.12.2012 №1901).

4. RD 52.24.476-2007 Mass concentration of oil products in waters. Method of performing measurements by IR photometric method.

5. MUK 4.1.1013-01 Determination of the mass concentration of petroleum products in water.

6. HDPE F 14.1: 2.5-95. Quantitative chemical analysis of waters. Method for performing measurements of mass concentration of petroleum products in natural and waste water using IR spectrometry (with Additions and Changes) (edition 2004) (not effective at the moment).

7. HDPE F 14.1: 2.62-96 Quantitative chemical analysis of waters. Method for performing measurements of the mass concentration of petroleum products in natural and treated sewage by column chromatography with a spectrophotometric termination.

8. HDPE F 14.1: 2: 4.128-98 (2012 edition). Quantitative chemical analysis of waters. Method for performing measurements of the mass concentration of petroleum

products in samples of natural, drinking, waste water with a fluorimetric method on the Fluorat-02 liquid analyzer.

9. МБИ-05-94. Method for performing measurements of NP contents in natural and waste waters by a gas chromatographic method with a flame ionization detector.

There are also foreign methods for determining petroleum products in water:

1. ASTM D5412-93 (2000) Standard Test Method for Quantification of Complex Polycyclic Aromatic Hydrocarbon Mixtures or Petroleum Oils in Water (by fluorescence spectroscopy).

2. ASTM D4281-95 (2005) e1 Standard Test Method for Oil and Grease (Fluorocarbon Extractable Substances) by Gravimetric Determination (Withdrawn 2012).

3. ASTM D3921-96 (2011) Standard Test Method for Oil and Grease and Petroleum Hydrocarbons in Water (Withdrawn 2013).

4. ISO 9377-2: 2000. Water quality. Determination of hydrocarbon oil index. Part 2: Method using.

Accredited laboratories, as a rule, have several methods. The set of permitted methods depends on the required range of measurements, the availability of certified laboratory equipment, the scope of accreditation, the availability of active GSO and reagents, and also from qualified laboratory staff.

The main methods of qualitative and quantitative analysis for the determination of petroleum products in water are gravimetry, gas chromatography, IR spectroscopy and fluorimetry.

1. The method of gravimetry is based on extraction of petroleum products from a water sample, subsequent purification of the extract from polar substances, removal of the extractant by evaporation and weighing of the residue. Usually the residue is used in the analysis of heavily contaminated samples. It can not be used in the analysis of samples in which the content of oil products is at the MPC level, since the lower limit of the measurement range is 0.3 mg / dm³ with a volume of the analyzed sample of 3-5 dm³. An obvious advantage of this method is that preliminary

calibration of the measuring instrument is not required. Therefore, the method of gravimetry was adopted as an arbitration method [27].

2. The method of IR spectroscopy is based on the extraction of petroleum products from a sample using carbon tetrachloride or chladone 113, purifying the extract from polar compounds on alumina in a chromatographic column and then recording the absorption of radiation in the $2700\text{--}3200\text{ cm}^{-1}$ spectral range, which is caused by stretching vibrations CH_3 and CH_2 groups of aliphatic and alicyclic compounds, as well as side chains of aromatic hydrocarbons and CH bonds of aromatic compounds [27].

This method can be implemented both in the registration of the absorption spectrum using a conventional or Fourier spectrometer or in a simpler version using an analyzer measuring the integrated absorption of radiation in the $2900\text{--}3000\text{ cm}^{-1}$ region in which the most intense absorption bands are observed, The asymmetric valence vibrations of the CH_3 and CH_2 groups.

The method of IR spectroscopy requires an obligatory calibration of the measuring instrument using the standards of a solution of petroleum products in carbon tetrachloride. In Russia, standard samples prepared on the basis of a three-component mixture are used – 37.5% hexadecane, 37.5% 2,2,4-trimethylpentane and 25% benzene by weight [27].

In Russia, the method of IR spectroscopy is standardized for the analysis of drinking water [39], and is also set out in normative documents for measuring techniques [34, 40] and is considered as the main and sometimes the only method for determining petroleum products [41].

The lower limit of the measurement range is 0.05 mg / dm^3 . The main advantage of this method is the weak dependence of the analytical signal on the type of oil product, which is the basis of sample contamination. The main disadvantages of the method are: the interfering effect of lipids and other polar compounds under the condition of their high content (in this case, the capacity of the chromatographic column used to purify the extract is not sufficient) and the non-ecological nature of the method, which is caused by the use of highly toxic solvents.

3. The method of gas chromatography is based on the separation of hydrocarbons in the temperature programming mode. Petroleum products are extracted from the sample in the same way as for IR spectroscopy (carbon tetrachloride or hexane), then the obtained extract is purified on aluminum oxide by column chromatography and the purified extract is already analyzed. The analytical signal is the total area of the peaks on the chromatogram, starting with the peak of the deane ($C_{10}H_{22}$) and ending with the peak of tetracontane ($C_{40}H_{82}$). The calibration of the measuring instrument is also necessary. It is carried out using a mixture of diesel fuel and lubricating oil [42].

The lower limit of the measuring range according to the standard [43] is 0.1 mg / dm³, although a number of specific implementations of the technique are known (for example, the technique developed by the State Unitary Enterprise CICIV, St. Petersburg), in which this boundary is understated and is only 0.02 mg / dm³ [27]. Thus, this method is suitable for the analysis of water samples containing petroleum products at the MPC level.

4. The thin-layer chromatography (TLC) method is widely used in the study of petroleum products due to their simplicity, economy and efficiency. TLC is one of the variants of liquid-phase liquid chromatography, in which the separation of substances takes place on the open layer of the sorbent.

The adsorbent in TLC is applied to the plate as a thin layer. To fix the adsorbent on the surface, a binder is used. The starting point on the plate is located at a distance of 1.5 cm from the bottom edge, and the finish line - at any convenient distance from the start point. The solution to be analyzed is applied to the start line using a microsyringe and the plate is placed in a sealed chamber with a layer of solvent about 0.5 cm thick at the bottom. Under the action of capillary forces, the solvent rises through the plate until it reaches the finish line. The plate is then removed from the chamber, the solvent is allowed to evaporate and the location of the spots is determined by various methods. The separated components, in accordance with the distribution coefficients, are transferred by the mobile phase along the sorbent layer, forming separate zones [44].

The position of each zone is characterized by the value R_f (rate fraction) - "the physical meaning of which is determined by the ratio of the velocities of the zone of the substance and eluent" [18]. Since in practice it is not possible to measure these values, the value of R_f , called mobility, is determined experimentally as the ratio of the distance l traveled by the substance from the start point to the center of the zone, to the distance L , which eluted through the elution front line from the start line for the same time:

$$R_f = \frac{l}{L}. \quad (1)$$

5. The fluorimetric method is based on extraction of petroleum products with hexane, purification of the extract, followed by measurement of the fluorescence intensity of the extract, which results from optical excitation. This method is characterized by the expressness, high sensitivity (the lower limit of the measurement range is 0.005 mg / dm³), small volumes of the analyzed sample and the absence of significant interfering influences of lipids [27].

In the formation of an analytical signal in this method only aromatic hydrocarbons are involved. According to [27], since aromatic hydrocarbons "have different conditions for excitation and detection of fluorescence, a change in the fluorescence spectrum of the extract is observed as a function of the wavelength of the exciting light."

1.5 Fluorescence

1.5.1 Fundamentals of Fluorescence

Luminescence of the body is excess radiation over thermal (thermal) radiation, the duration of which considerably exceeds the period of light oscillations (τ light oscillations $\approx 10^{-15}$ s). The transition of a molecule to the ground state with the emission of a quantum of light is called luminescence. The luminescence of the body (or cold glow) differs from the glow of heated bodies, since it occurs without heating.

The use of luminescence for analytical purposes includes a wide field of its use for the identification of substances, the detection of substances in small concentrations, to control changes and the purity of substances. The high sensitivity of this method makes it possible to record a small degree of change in substances, and in some cases, the mechanism of a chemical reaction can be established from the luminescence of the intermediate compounds [46].

Having absorbed a quantum of light, a molecule from the ground (unexcited) state S_0 can go over to different vibrational sublevels of electron orbitals (levels of excited singlet states $S_1, S_2, \dots$) (Fig. 6). The lifetime of the molecule in the excited singlet state is $\approx 10^{-9}$ - 10^{-8} s.

The transition of a molecule from excited states to the ground state is accompanied by the waste of energy to heat without the emission of a quantum of light (nonradiative transition, internal conversion) and luminescence (with radiation) (Fig. 6b). The transition can take place from the level S_1 to the level S_0 with fluorescence flashing. Since the transition can occur to different vibrational sublevels, the state S_0 , then the fluorescence spectrum will have a fine structure. In the same way, the molecule can go over into the triplet state T_1 (electron inversion to the S_1 orbitals). The triplet-singlet transitions have a quantum-mechanical inhibition, so the average lifetime (lifetime of the excited state) of the molecule under phosphorescence is of the order of 10^{-2} - 10^{-4} s, in contrast to fluorescence, for which the lifetime of the excited state is 10^{-8} - 10^{-9} .

There are several types of luminescence by the method of excitation of molecules:

1. Photoluminescence (excitation of IR, visible or UV radiation).
2. X-ray luminescence (excitation by X-ray radiation).
3. Cathodoluminescence (impacts of fast electrons, on this phenomenon the work of TV screens was based).
4. Chemiluminescence (observed in chemical reactions).
5. Triboluminescence (occurs when some crystals are destroyed).
6. Bioluminescence (observed in biochemical reactions).

7. Sonoluminescence (excitation of fluid molecules by sound or ultrasound) [46].

Fluorescence is a spin-resolved radiative transition from the excited singlet state S1 to the ground state S. Phosphorescence is a spin-forbidden radiative transition from the excited triplet state T1 to the ground state S0. Fluorescence and phosphorescence are photoluminescence and are short-term and long-term afterglows, respectively.

Fluorescence is observed in the liquid, solid, and gaseous phases. Many organic substances are capable of fluorescing, which, as a rule, contain a system of conjugated π -bonds. The most famous are quinine, fluorescein, eosin, acridine dyes, rhodamines, thiazole dyes and many others. Interest in these substances is due to a wide range of their applications: in industry, in biochemical, medical and chemical research, forensics, hydrology and ecology.

The absorption of a monochromatic light beam by a homogeneous absorbed medium obeys the Bouguer-Lambert-Beer law:

$$\frac{I}{I_0} = 10^{-\varepsilon Cl} \quad \text{or} \quad -\lg T = A = \varepsilon Cl, \quad (2)$$

Where ε is the molar absorption coefficient (extinction), l / (mol cm). Depends on the substance, wavelength of light and temperature; L is the thickness of the absorbing layer (optical path length), cm; C is the concentration of the absorbing substance, mol / l; $A = \varepsilon Cl$ - optical density or absorption; I is the intensity of the light flux that has passed through the layer of matter per unit time; I_0 is the intensity of the incident light flux. It is determined by the peculiarities of the light source. It is necessary to distinguish lamps with a continuous and ruled spectrum; $T = 10^{-A}$ is the fraction of transmitted light passing through the cell (transmission).

The fluorescence intensity value F can be represented as follows:

$$F = kI_0(1-T)q = kI_0(1-10^{-A})q = kI_0(1-10^{-\varepsilon Cl})q, \quad (3)$$

K - coefficient of proportionality. It is determined by the features of the recording system (the width of the slits of the spectrofluorimeter monochromator, the

voltage on the photomultiplier of the spectrofluorimeter, etc.); $(1 - T) = (1 - 10^{-A})$ - the fraction of light absorbed by the substance; Q is the quantum yield of fluorescence. It is determined by the ratio of the number of emitted quanta to the number of absorbed quanta.

According to equation 3, the dependence of the fluorescence intensity on the concentration (absorption) of the substance is not a linear dependence and represents a curve with saturation (Fig. 7).

The luminescence method is characterized by high sensitivity and specificity. For substances with a high extinction coefficient ($\epsilon \approx 10^5$) and a large quantum yield of fluorescence (about 1), up to 10^{-10} M of these substances can be detected. Since often the fluorescence spectra of solutions of organic substances are blurred broad bands, in order to increase the information obtained from the fluorescence spectra, measurements are made in pairs. In this case, the spectra have a definite structure, that is, they contain narrow characteristic bands. To determine the fine structure of the fluorescence spectra, they are investigated at low temperatures (for example, at a liquid-nitrogen temperature of 77 K). In this case, solvents are selected, in which the structure of the spectra is most clearly manifested.

1.5.2 Fluorescence spectra

The fluorescence spectrum is the dependence of the luminescence intensity on the luminescence wavelength. The excitation spectrum of luminescence is the dependence of the luminescence intensity on the wavelength of the exciting light. In order to obtain true fluorescence spectra, additional processing is required: recalculation of spectra with allowance for spectral sensitivity, since the sensitivity of the photomultipliers used is not the same for different wavelengths.

In fundamental scientific research, the main attention is paid to the study of infrared (IR) spectrum [47], in which a large number of narrow characteristic peaks are present, facilitating the identification of molecular structures of resinous-asphaltene substances. The spectra of the visible (V) and ultraviolet (UV) ranges are comparatively less studied, since they are considered to be of little informational

value, because characteristic peaks in such spectra are not observed for most oil systems and solutions of tar-asphaltene substances (SAV) and the corresponding graphs are described by sufficiently smooth curves. However, the very absence of the characteristic features of the UV/UV spectra is directly related to the properties of resinous-asphaltene substances. A specific brownish color is one of the typical signs of CAB and is due to the presence of wide electronic absorption bands in the visible and UV ranges.

The absorption and fluorescence spectra are determined by the distribution of the vibrational sublevels of the states S_0 and S_1 in terms of energies. This distribution is often the same for both states, so the emission spectrum is close to the mirror reflection of the absorption spectrum, if both spectra are depicted in the frequency scale.

The radiative transition in the molecule occurs at different vibrational sublevels of the ground state, and the emission act, as well as the absorption, is accompanied by an increase in the total vibrational energy of the molecule. Thus, the energy of the absorbed quantum is always greater than the energy of the fluorescence quantum, and the fluorescence spectrum will be located in the longer-wave region than the longest wavelength maximum in the absorption spectrum (the Stokes law). Obviously, since the emission of fluorescence quanta occurs from the lowest vibrational sublevel of the excited first singlet state, the fluorescence spectrum does not depend on the excitation wavelength (Vavilov's law).

Spectrofluorimeter is used to record fluorescence intensity. Light from the source (lamp) passes through a monochromator to isolate a specific wavelength (excitation wavelength). The sample is in a cuvette placed in the cuvette holder. Light passing through the sample also falls on a monochromator to extract a specific wavelength (registration wavelength). Dispersing elements are prisms or diffraction gratings, and the necessary spectral range is isolated by means of slits, lenses and mirrors. After the passage of the monochromator, the weak luminescence light must be converted into an electrical signal. Photomultipliers are used for this. Then the signal is registered by the detector and then processed by software (Figure 8).

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

ИК-спектры исходных образцов нефти и нефтепродуктов

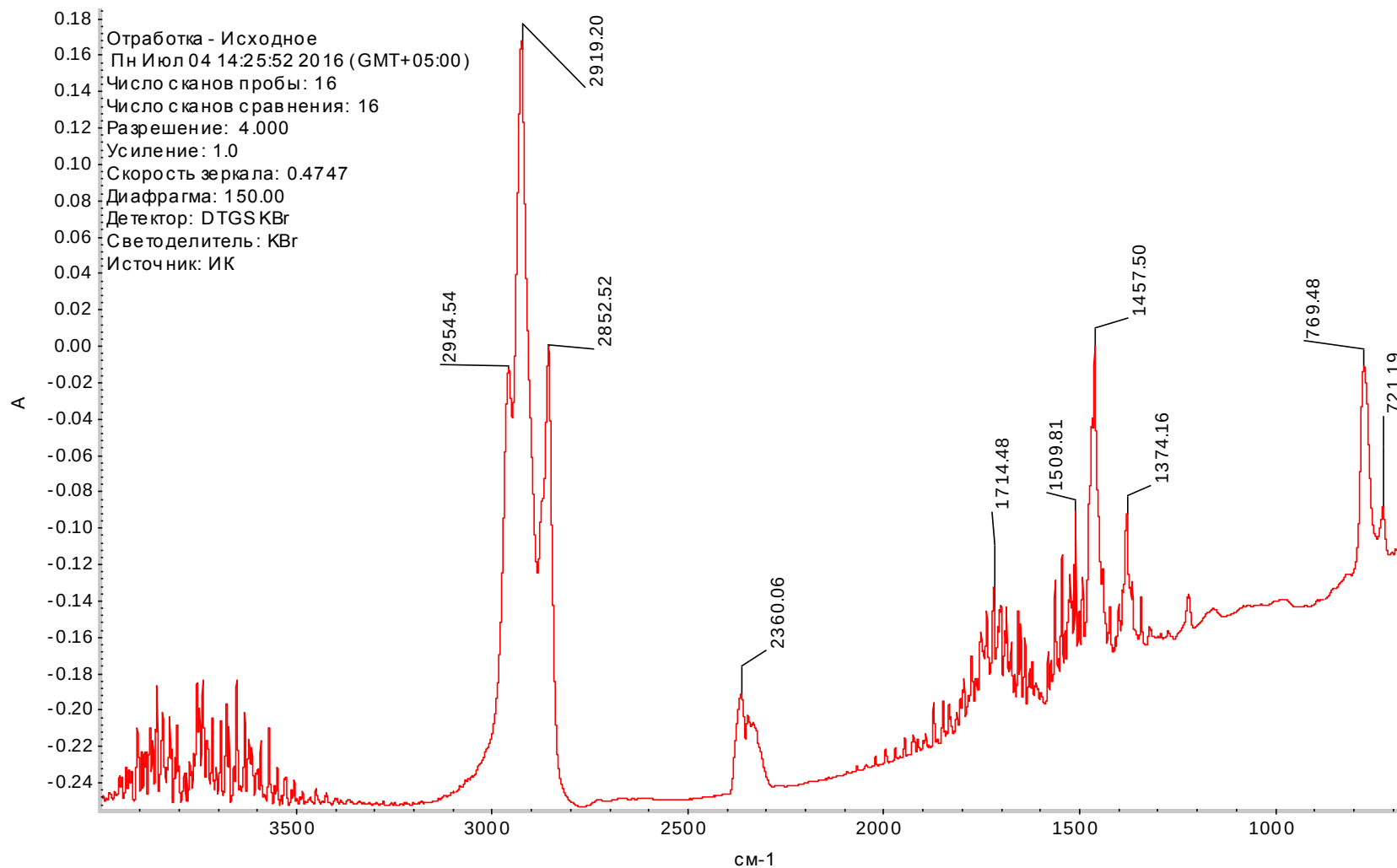


Рисунок Б.1 – ИК-спектр исходного образца отработки

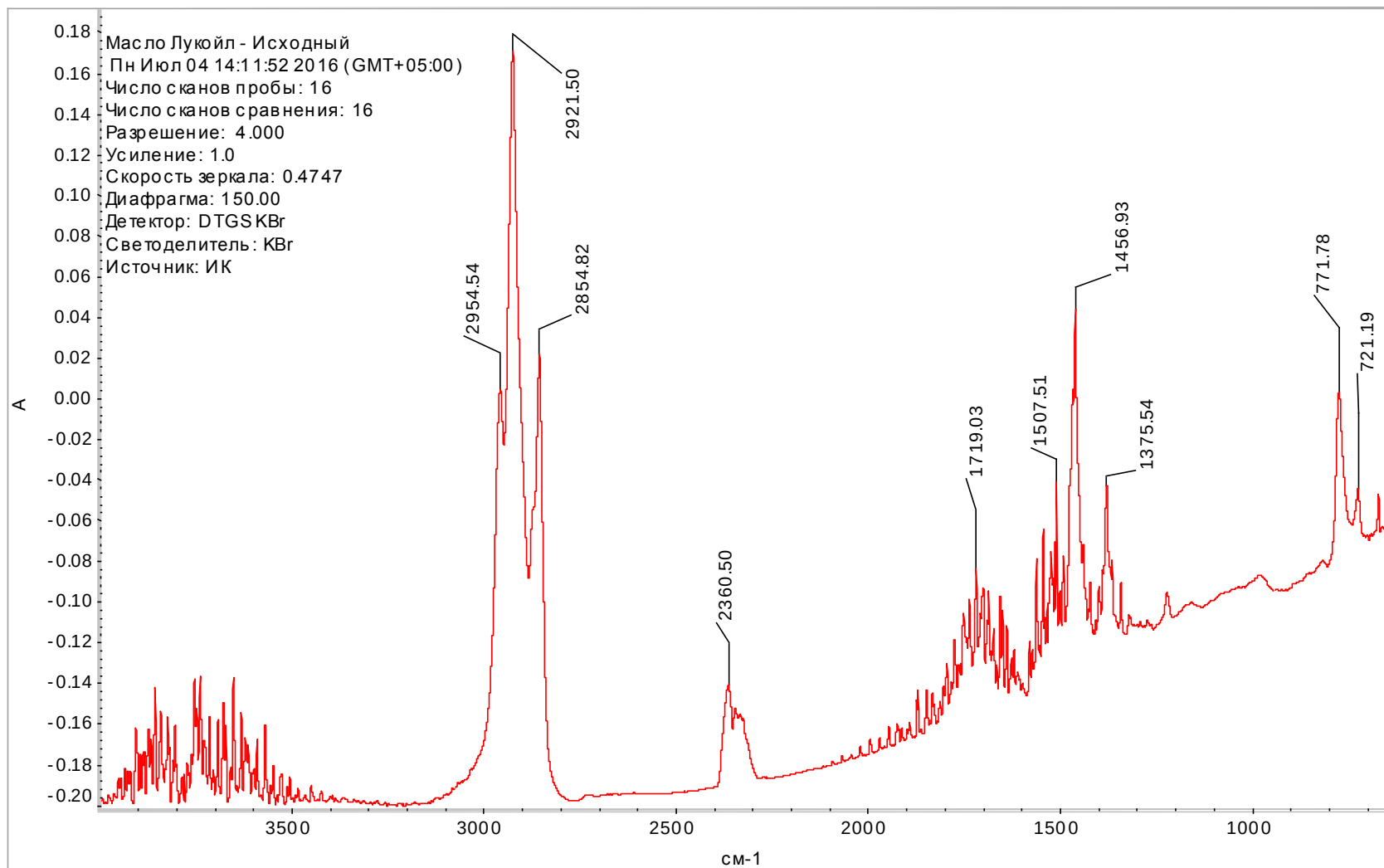


Рисунок Б.2 – ИК-спектр исходного образца моторного масла люкс марки Лукойл

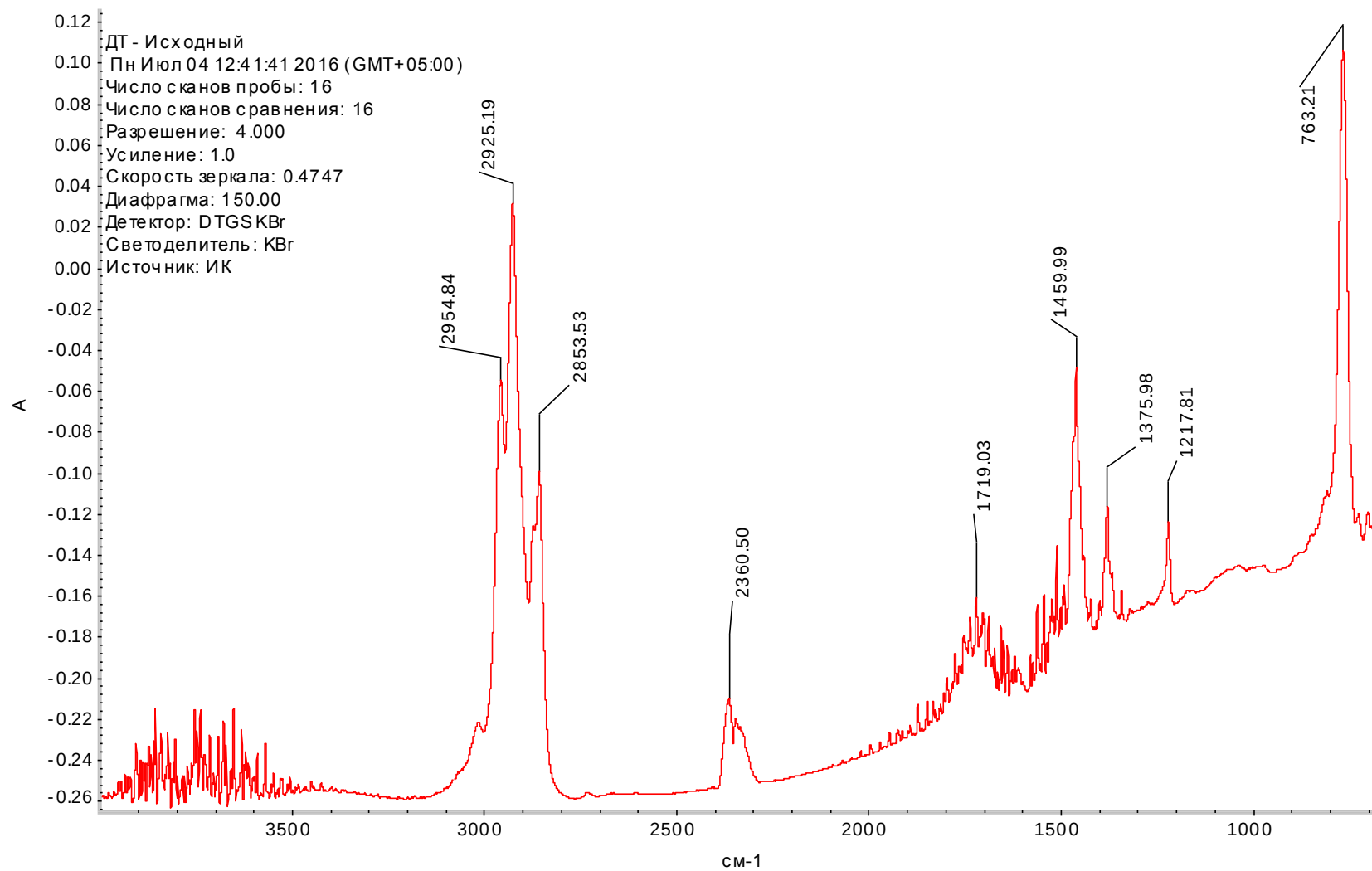


Рисунок Б.3 – ИК-спектр исходного образца дизельного топлива

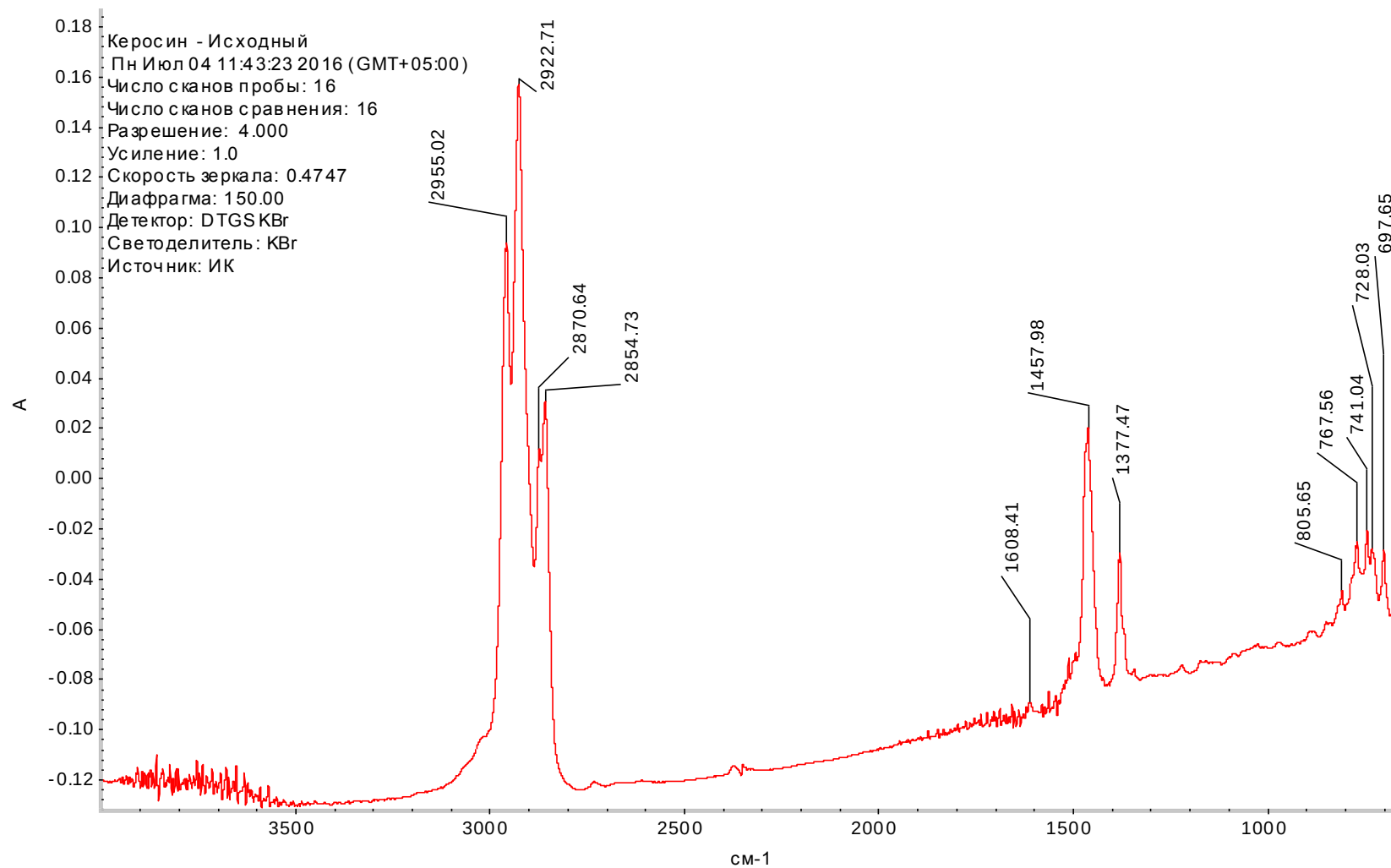


Рисунок Б.4 – ИК-спектр исходного образца керосина

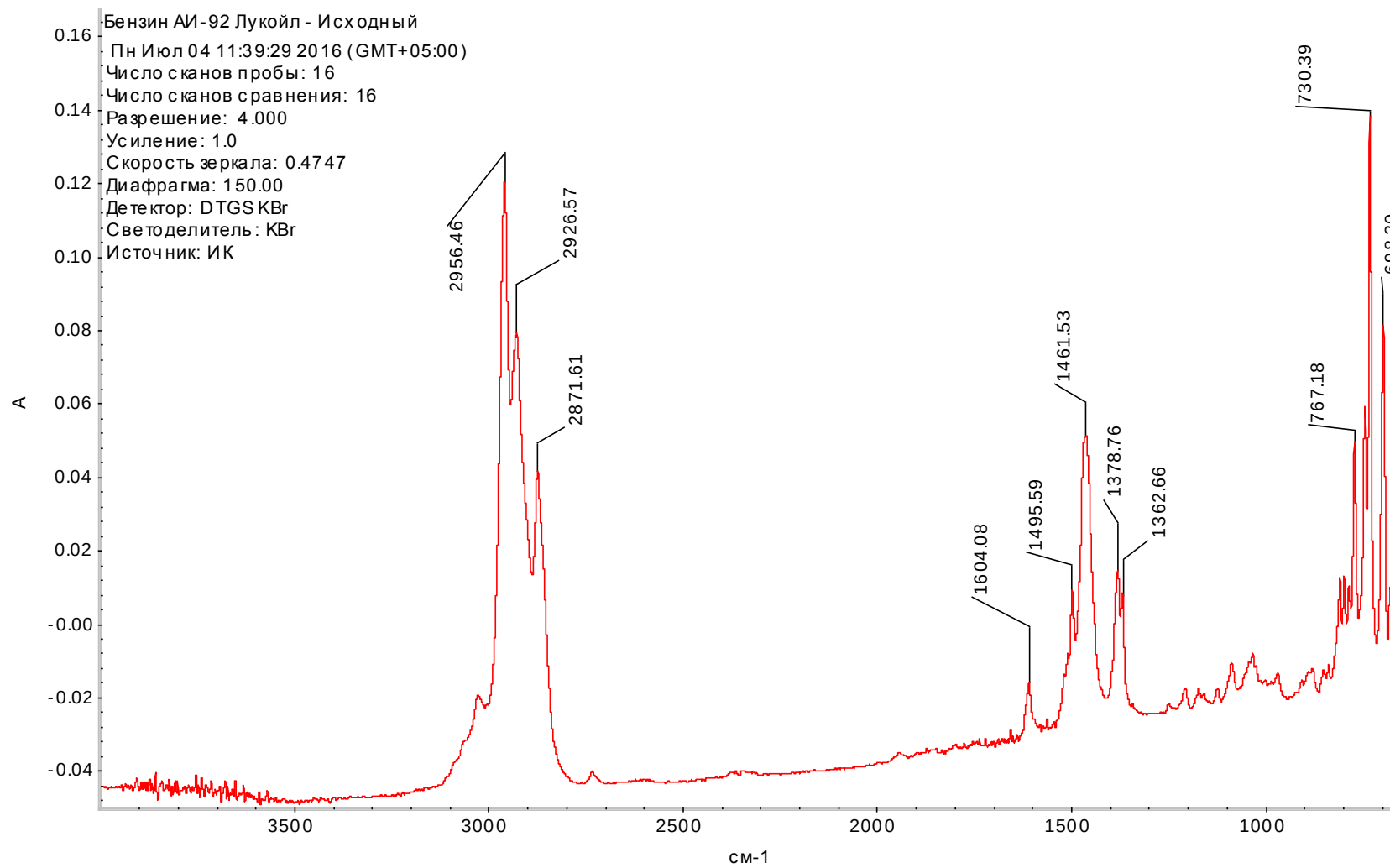


Рисунок Б.5 – ИК-спектр исходного образца бензина марки Лукойл

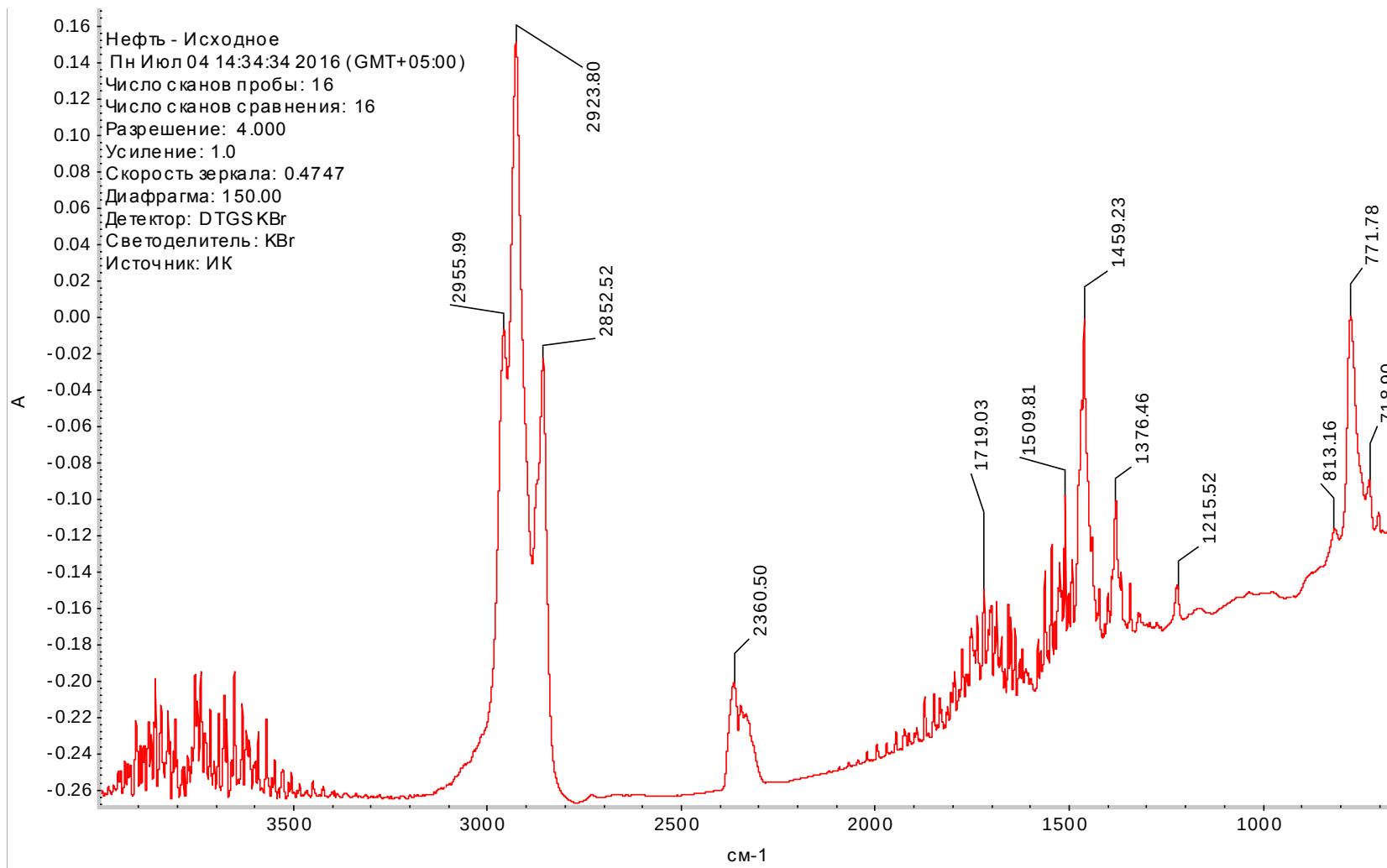


Рисунок Б.6 – ИК-спектр исходного образца нефти Салымского месторождения

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

ИК-спектры испаренных образцов нефти и нефтепродуктов

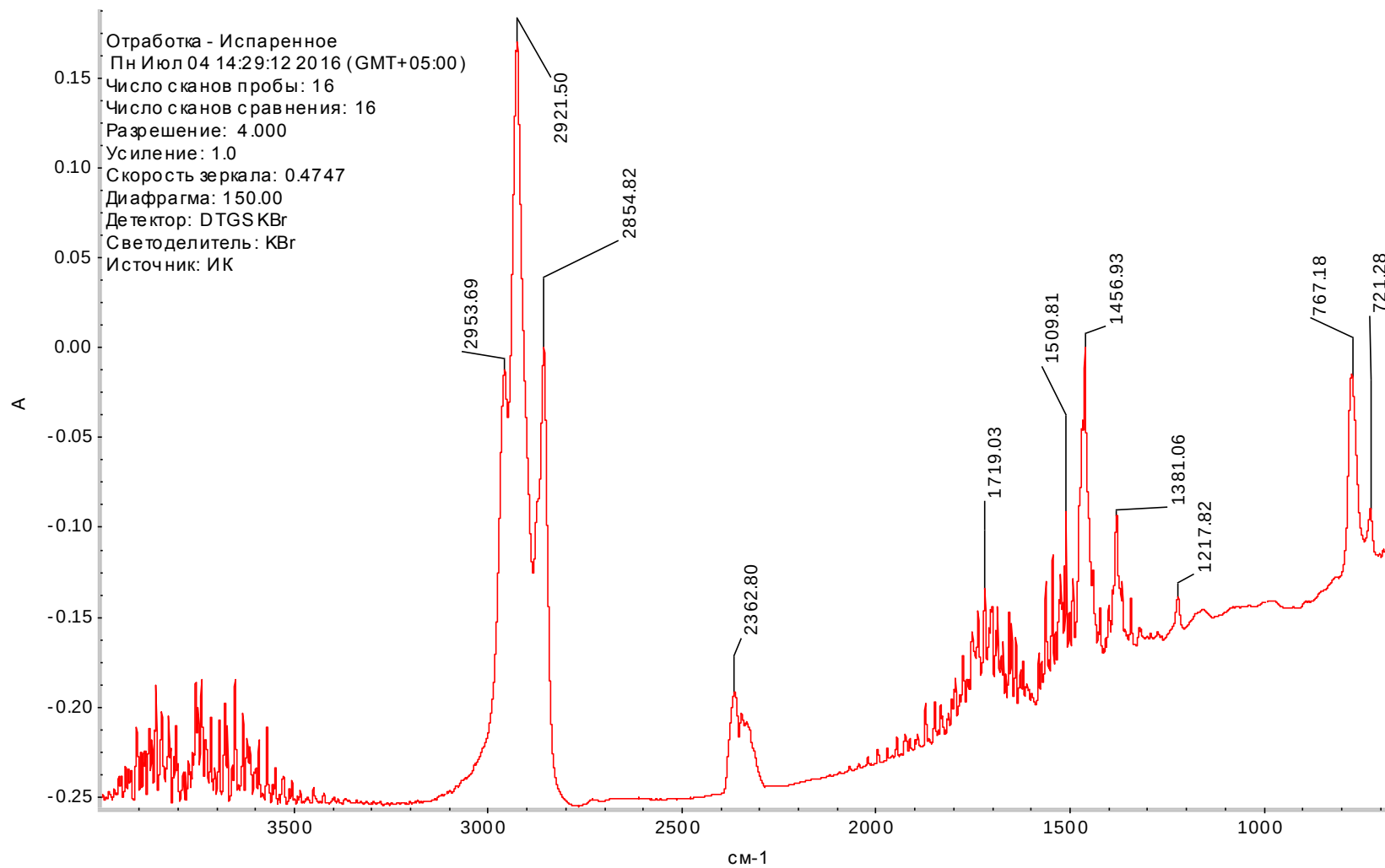


Рисунок В.1 – ИК-спектр испаренного образца отработки

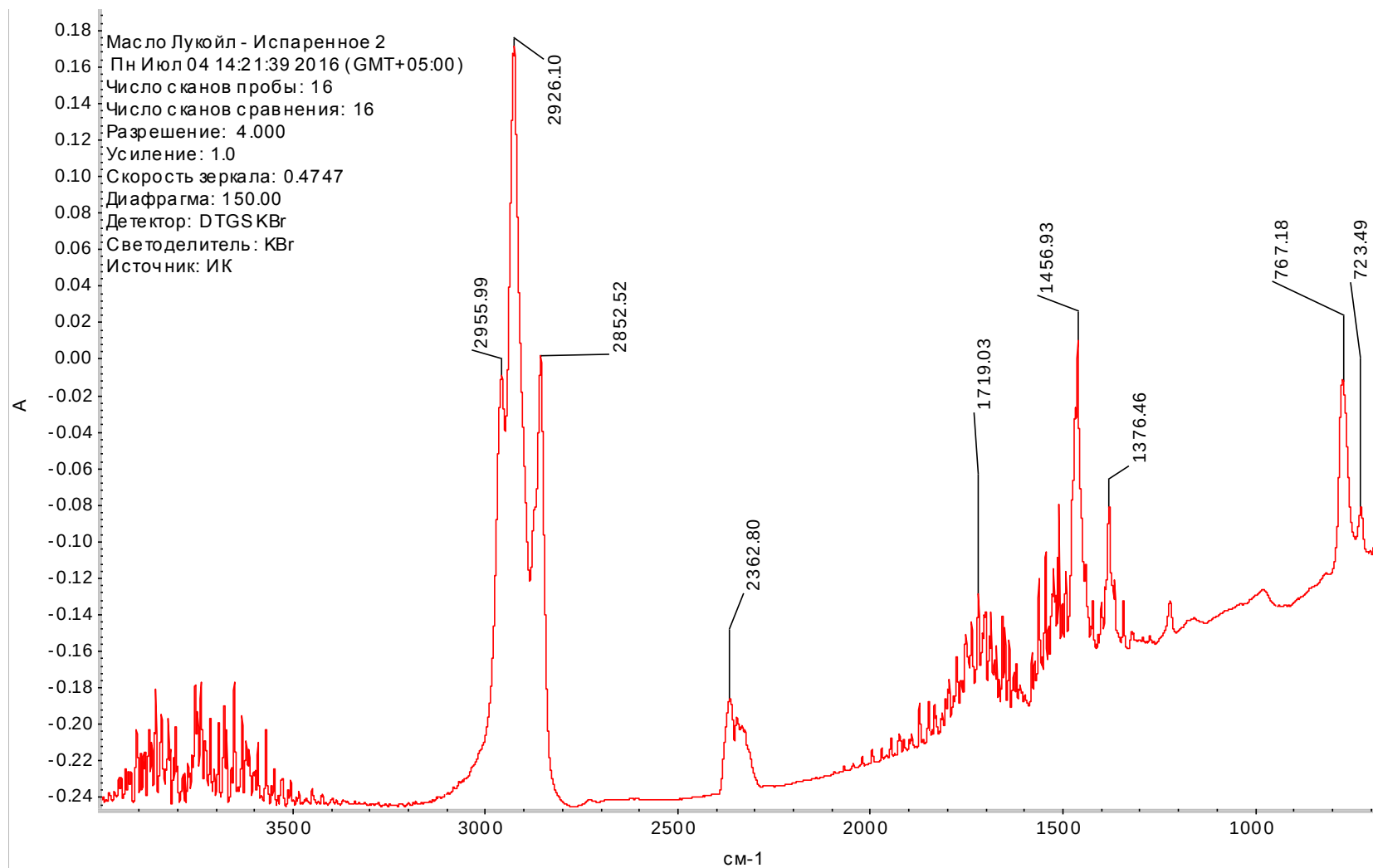


Рисунок В.2 –ИК-спектр испаренного образца масла люкс марки Лукойл

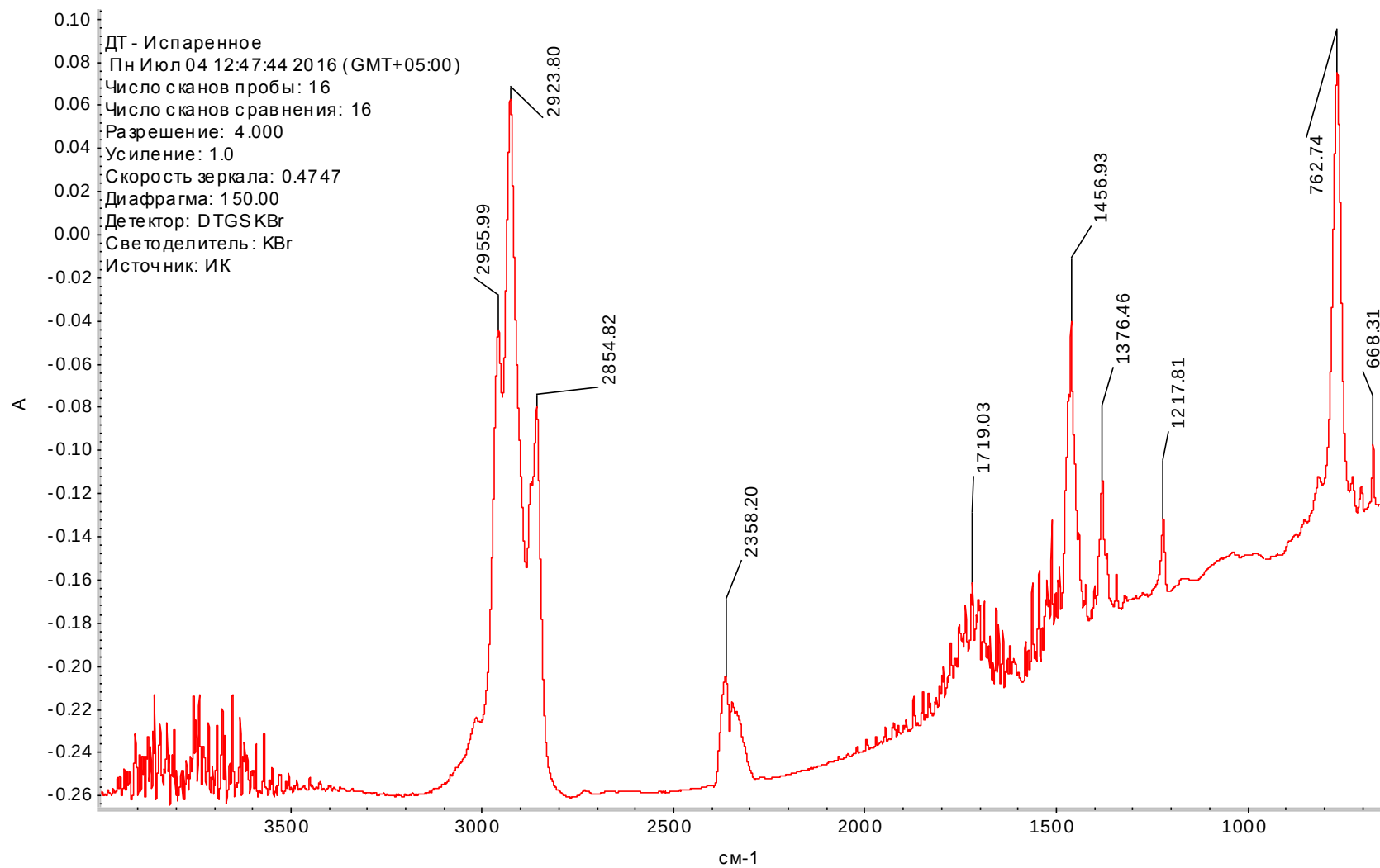


Рисунок В.3 – ИК-спектр испаренного образца дизельного топлива

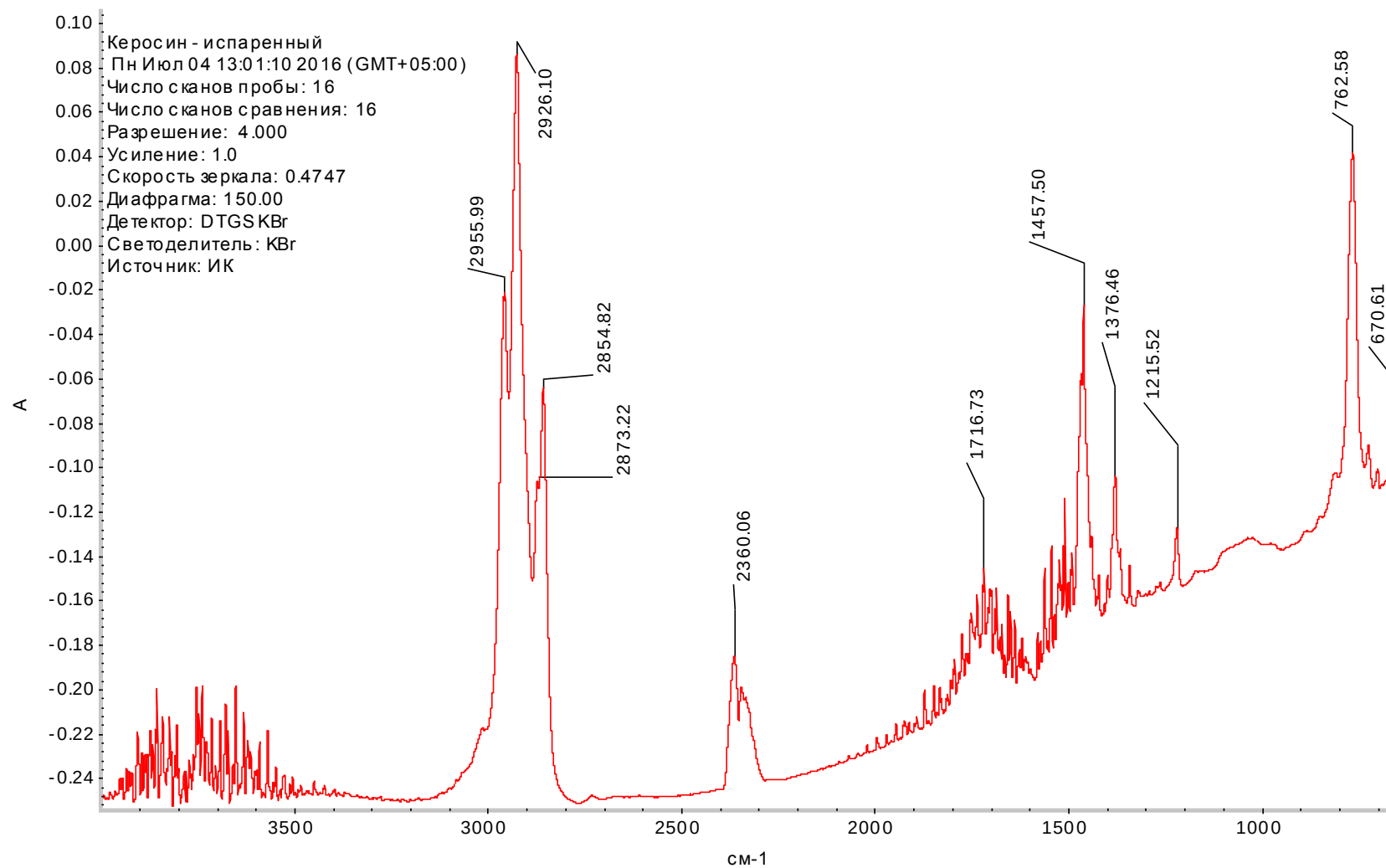


Рисунок В.4 – ИК-спектр испаренного образца керосина

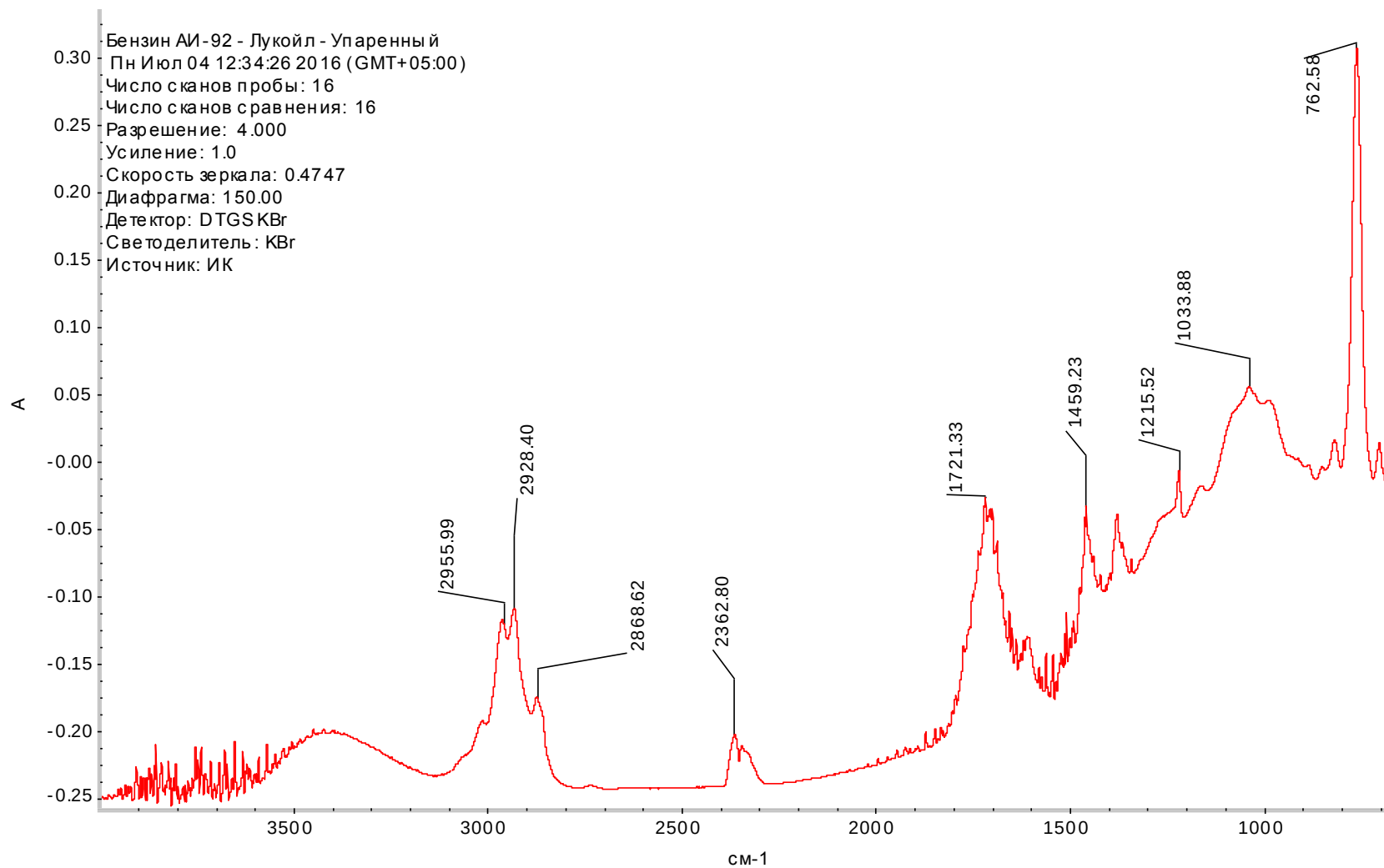


Рисунок В.5 – ИК-спектр испаренного образца бензина марки Лукойл

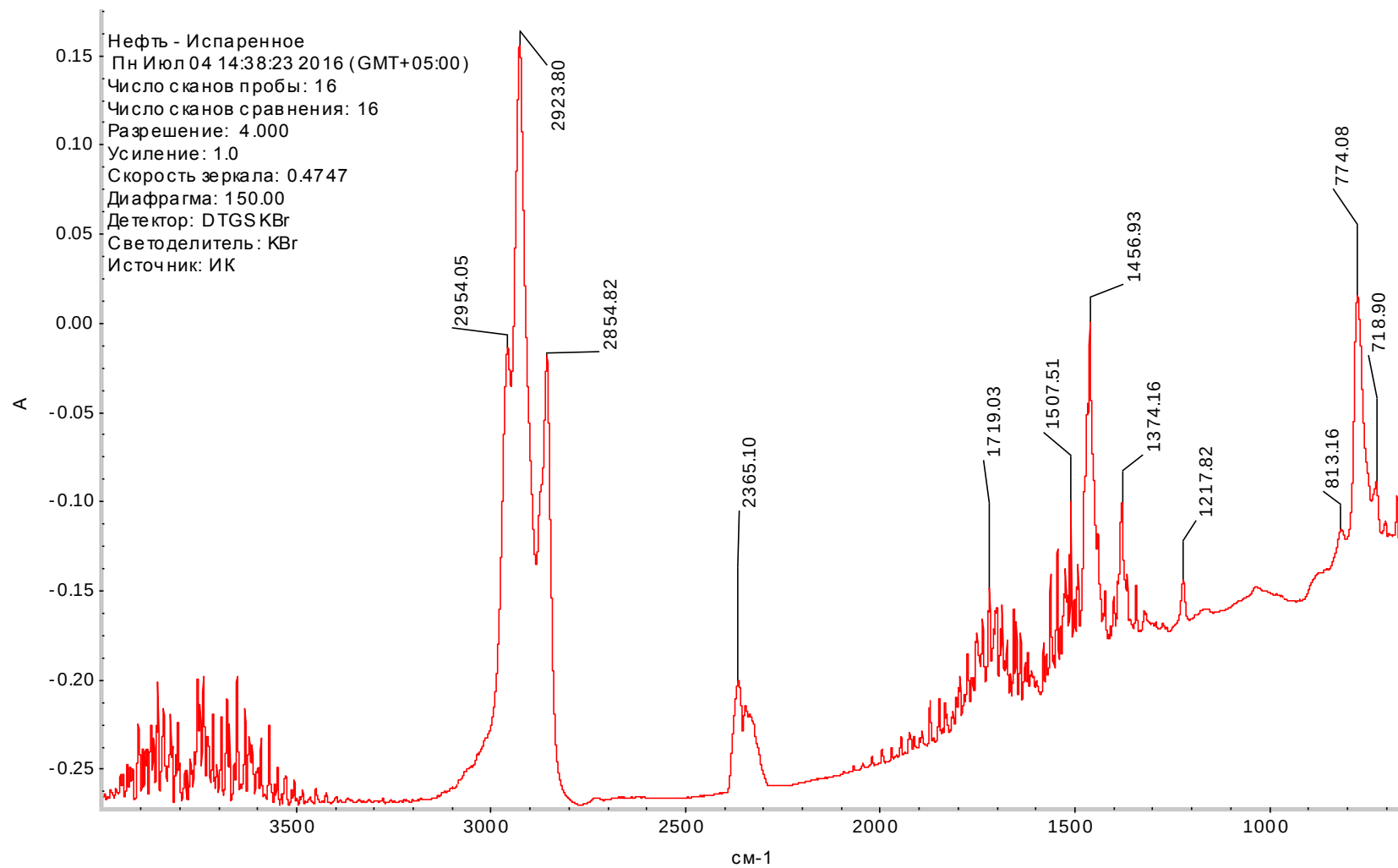


Рисунок В.6 – ИК-спектр испаренного образца нефти Салымского месторождения

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

ИК-спектры сравнения исходных и испаренных образцов нефти и нефтепродуктов

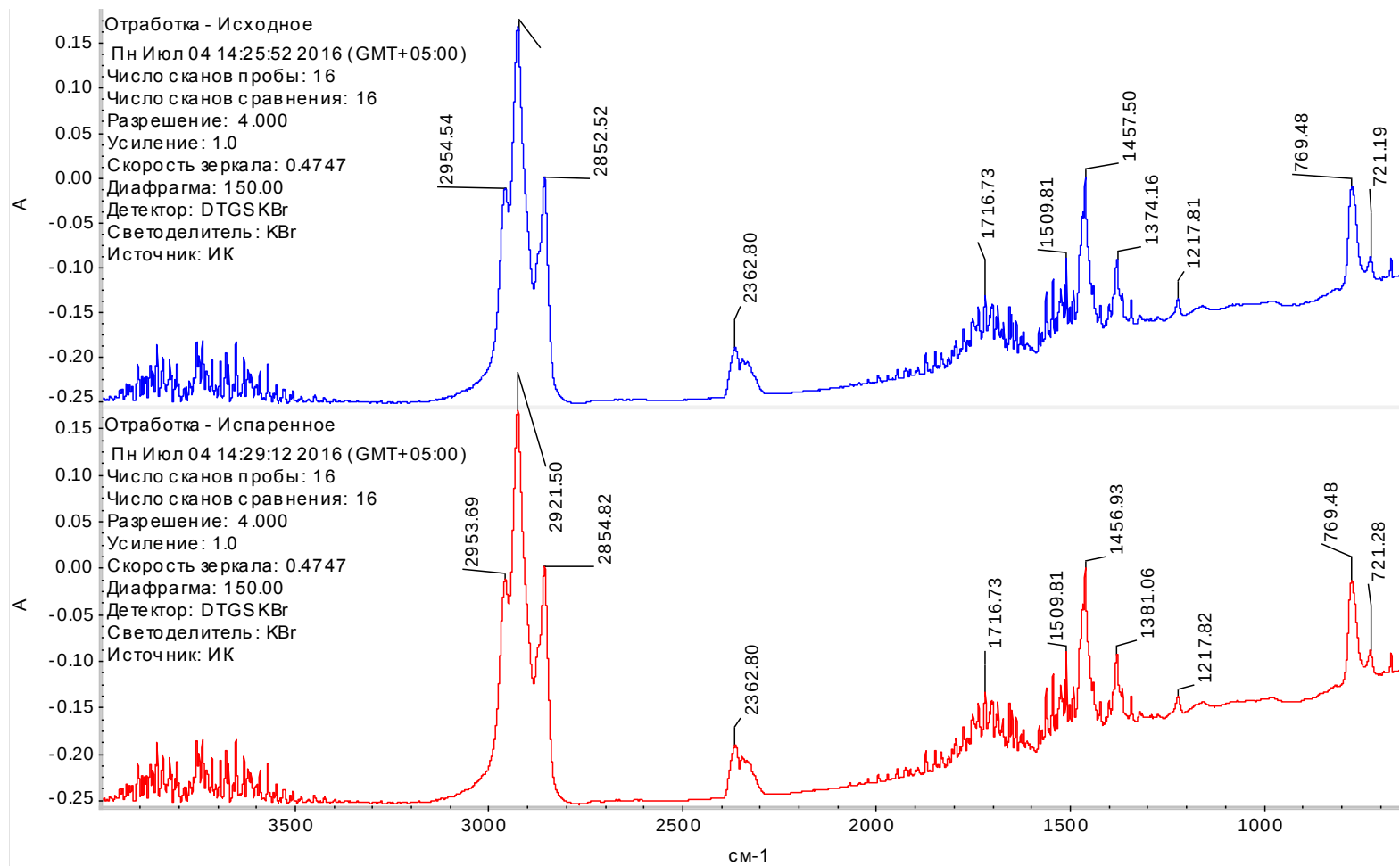


Рисунок Г.1 – Сравнение ИК-спектров исходного и испаренного образцов отработки

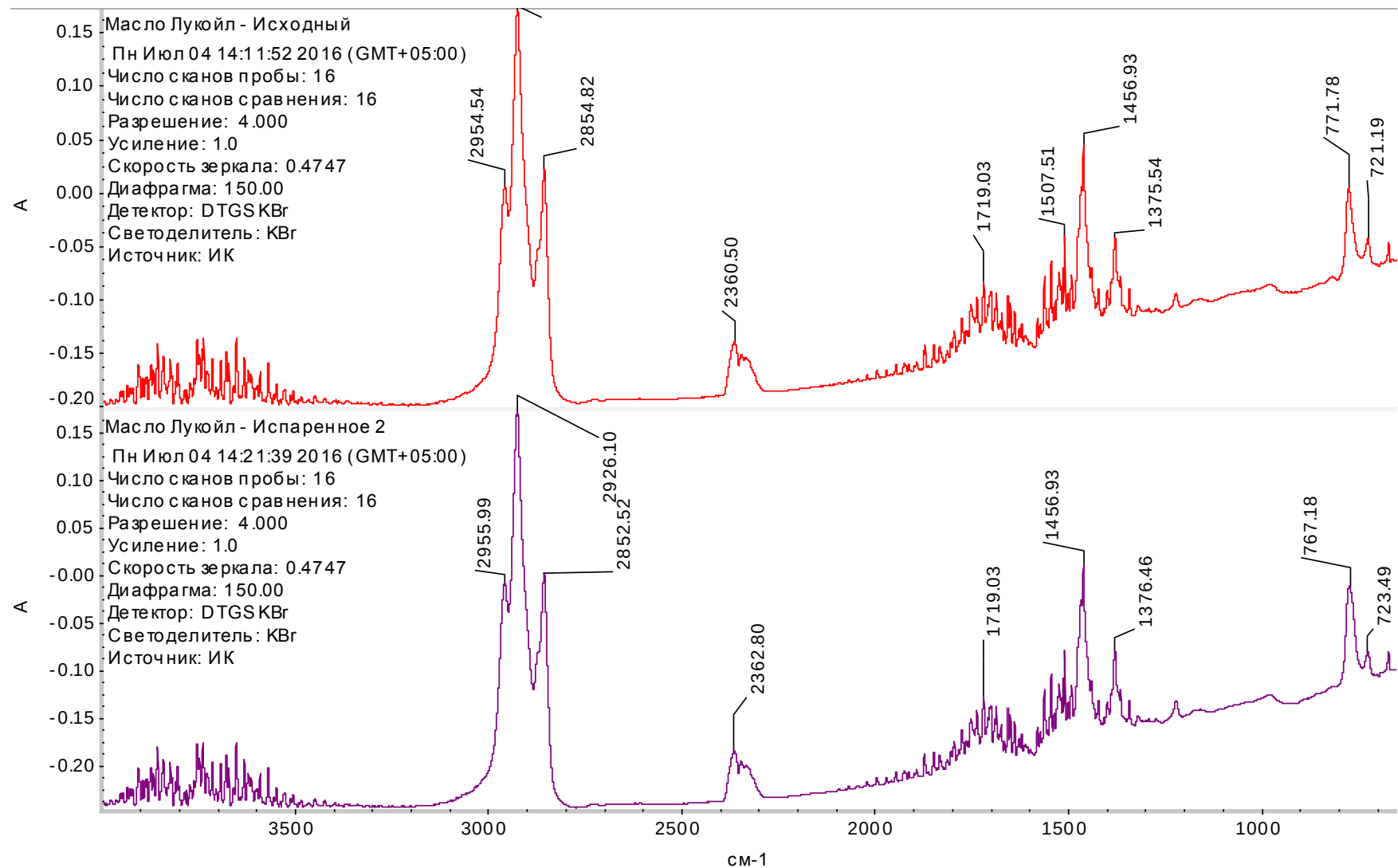


Рисунок Г.2 – Сравнение ИК-спектров исходного и испаренного образцов масла люкс марки Лукойл

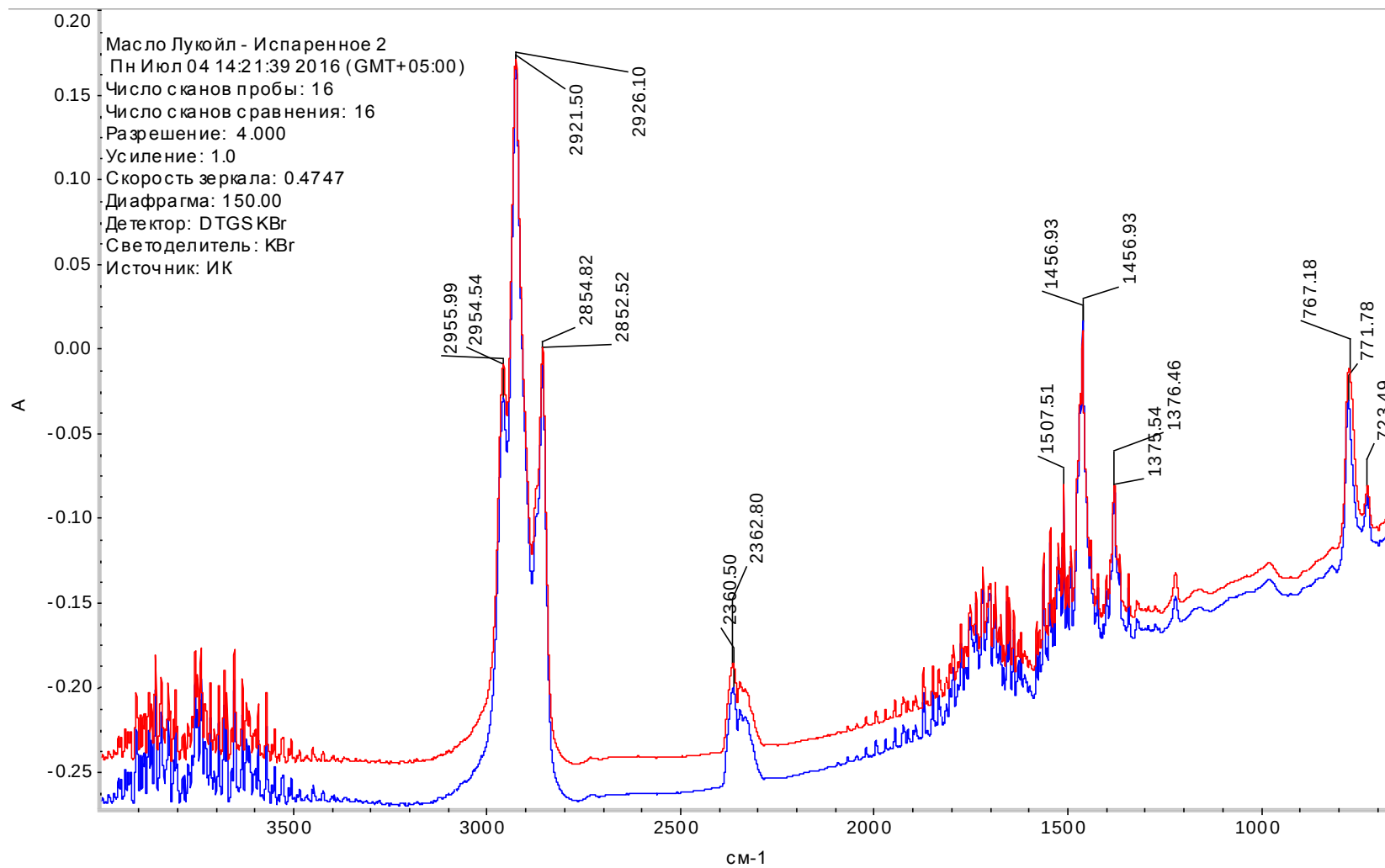


Рисунок Г.3 – Сравнение ИК-спектров исходного (синий спектр) и испаренного (красный спектр) образцов масла люкс марки Лукойл методом наложения спектров

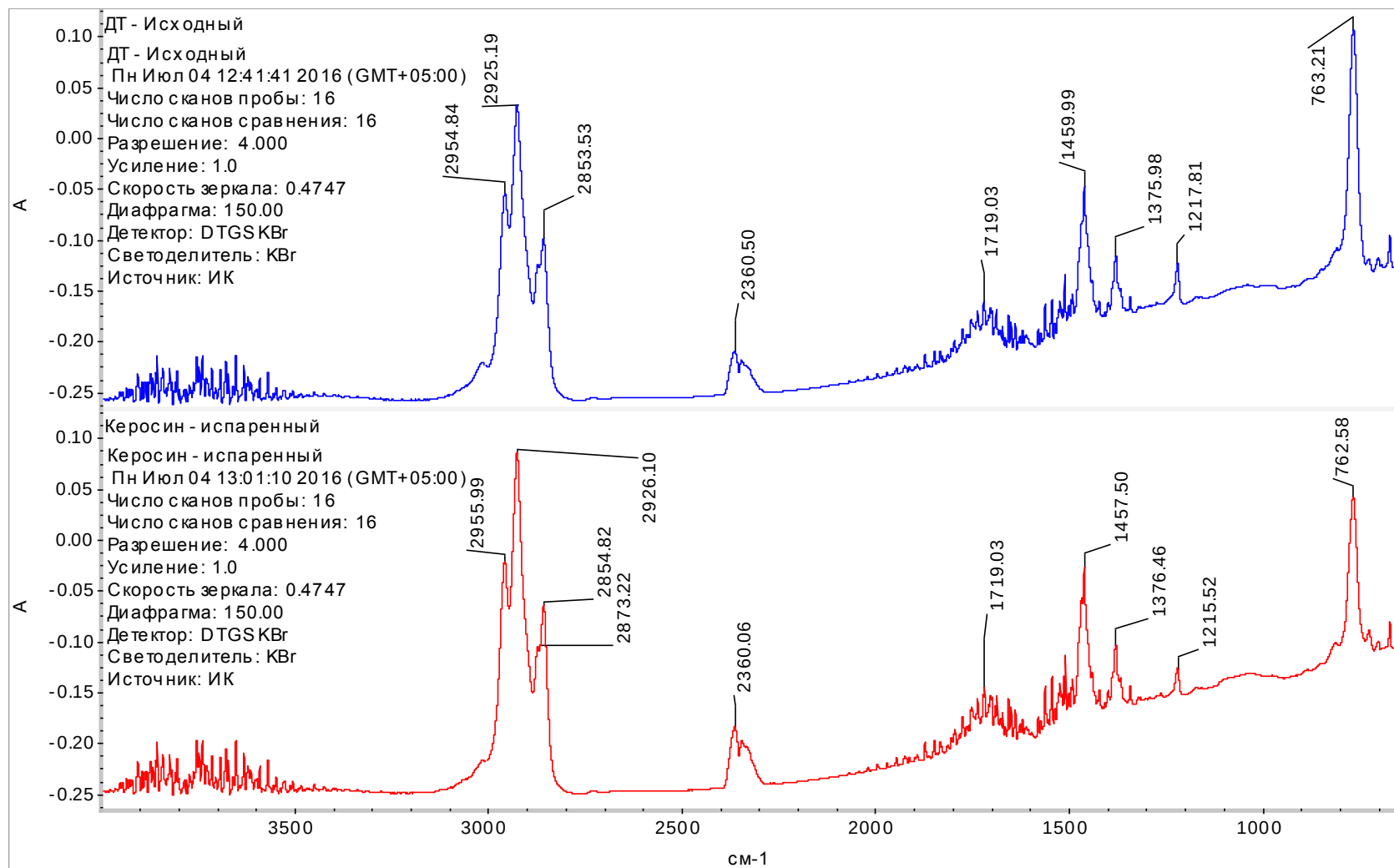


Рисунок Г.4 – Сравнение ИК-спектров исходного и испаренного образцов дизельного топлива

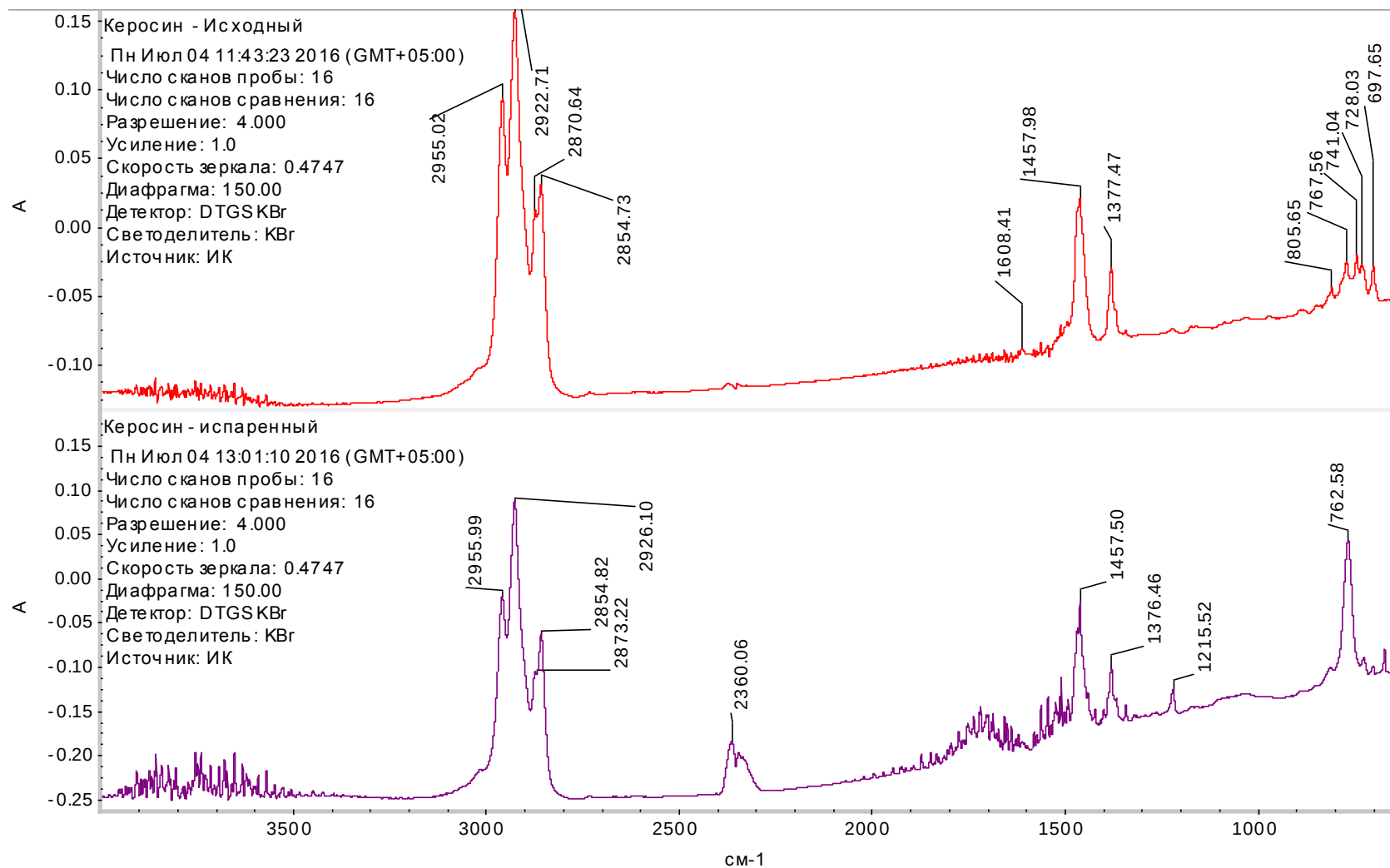


Рисунок Г.5 – Сравнение ИК-спектров исходного и испаренного образцов керосина

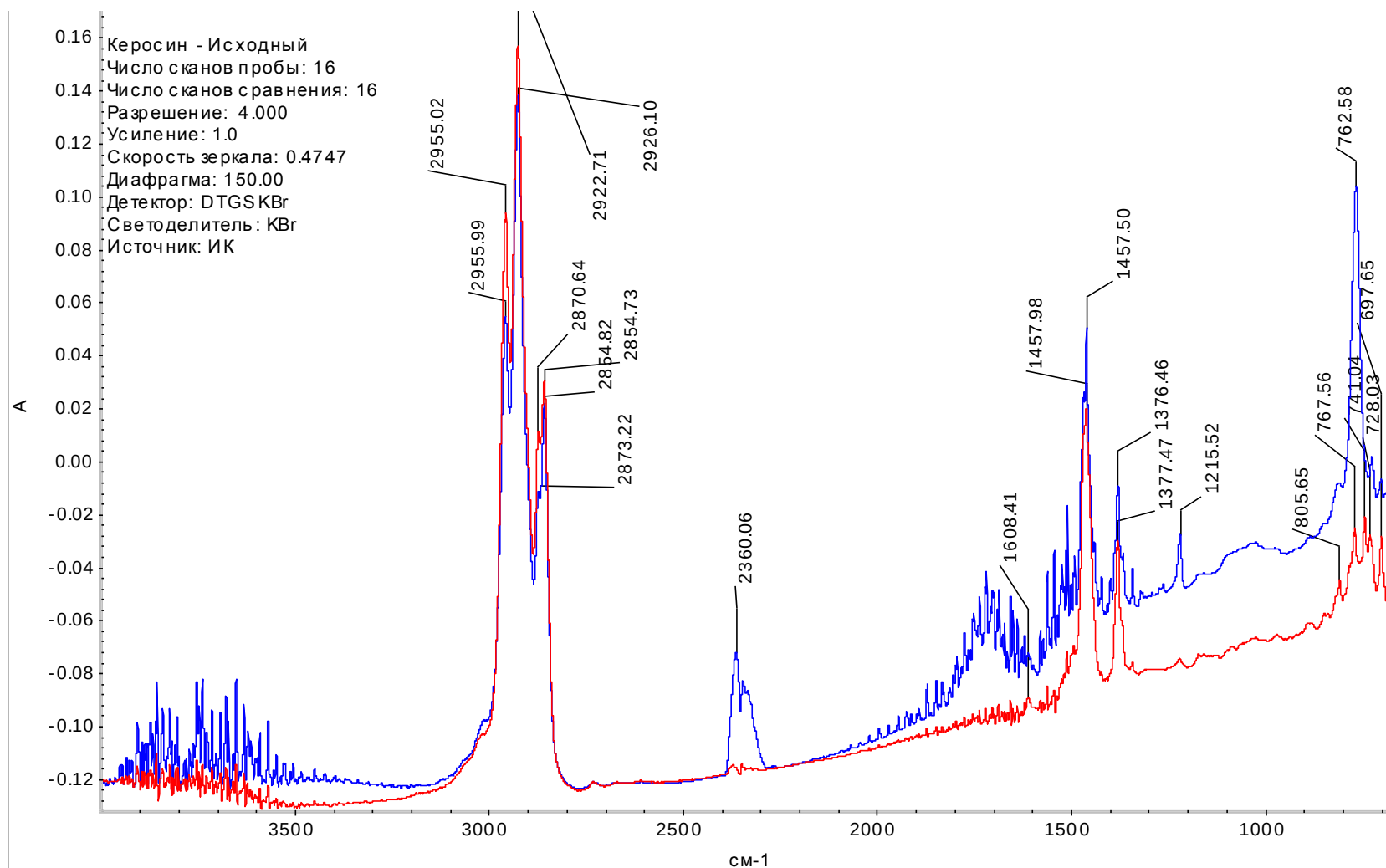


Рисунок Г.6 – Сравнение ИК-спектров исходного (красный спектр) и испаренного (синий спектр) образцов керосина методом наложения спектров

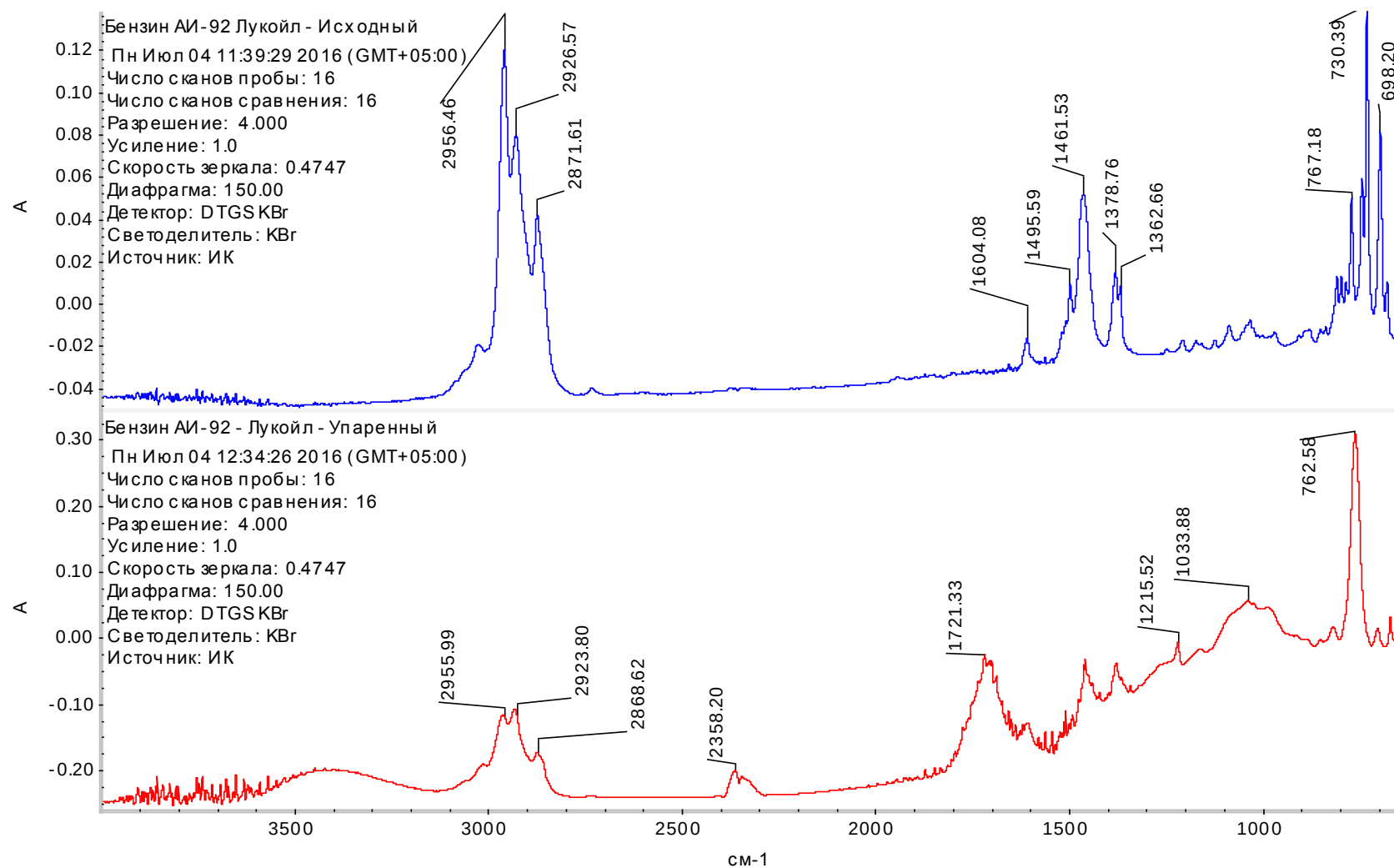


Рисунок Г.7 –Сравнение ИК-спектров исходного и испаренного образцов бензина марки Лукойл

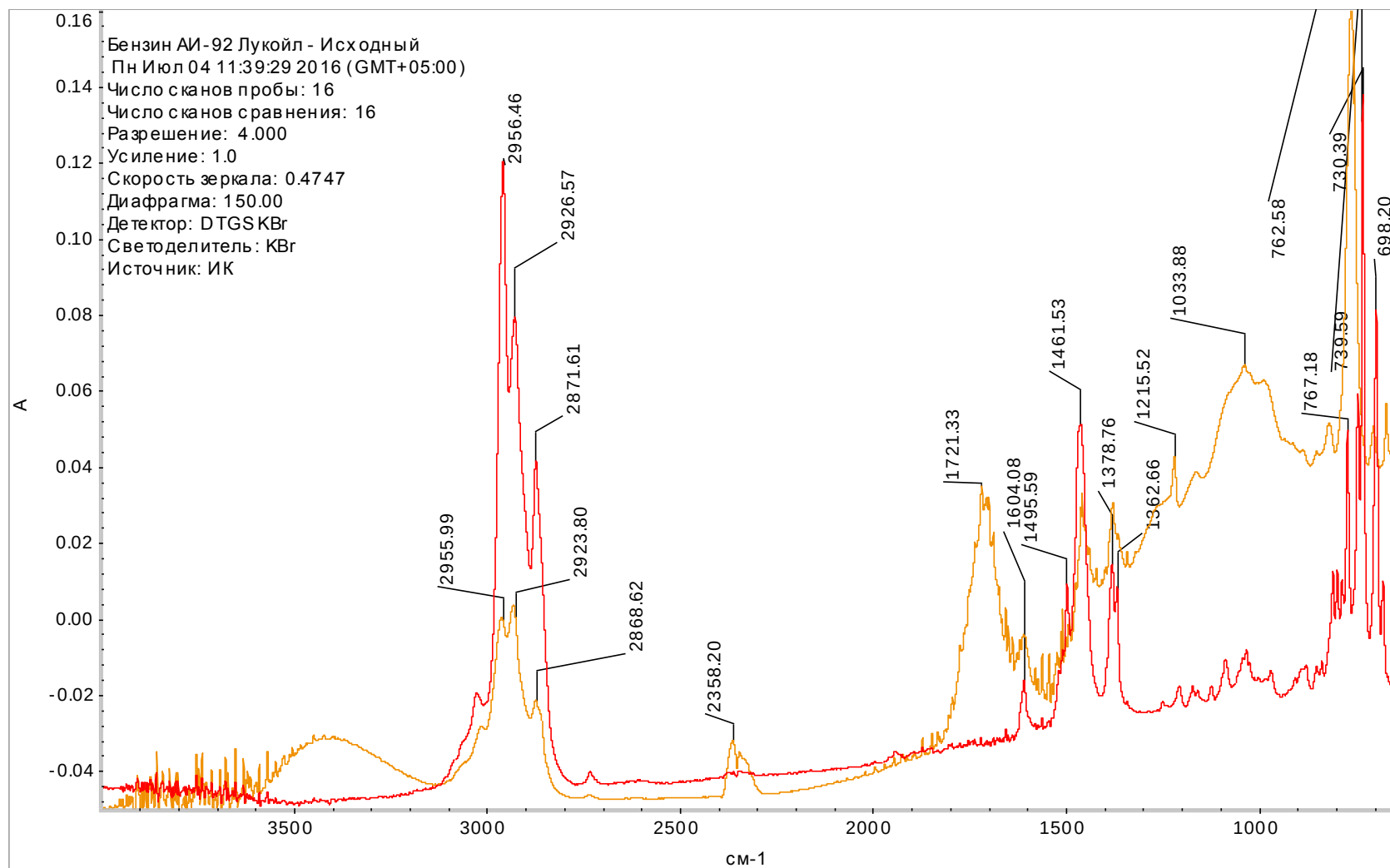


Рисунок Г.8 – Сравнение ИК-спектров исходного (красный спектр) и испаренного (оранжевый спектр) образцов бензина марки Лукойл

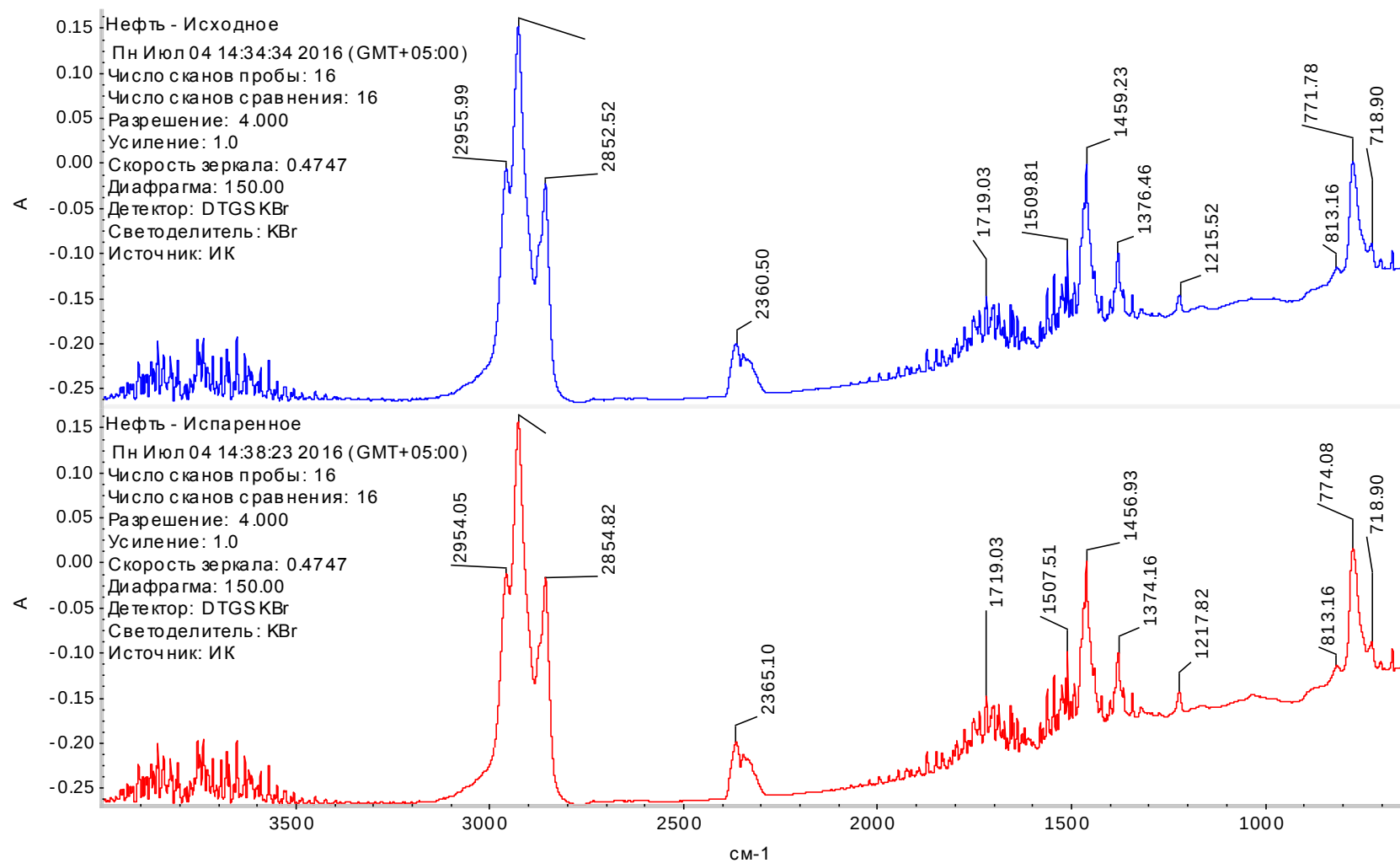


Рисунок Г.9 – Сравнение ИК-спектров исходного и испаренного образцов нефти Салымского месторождения

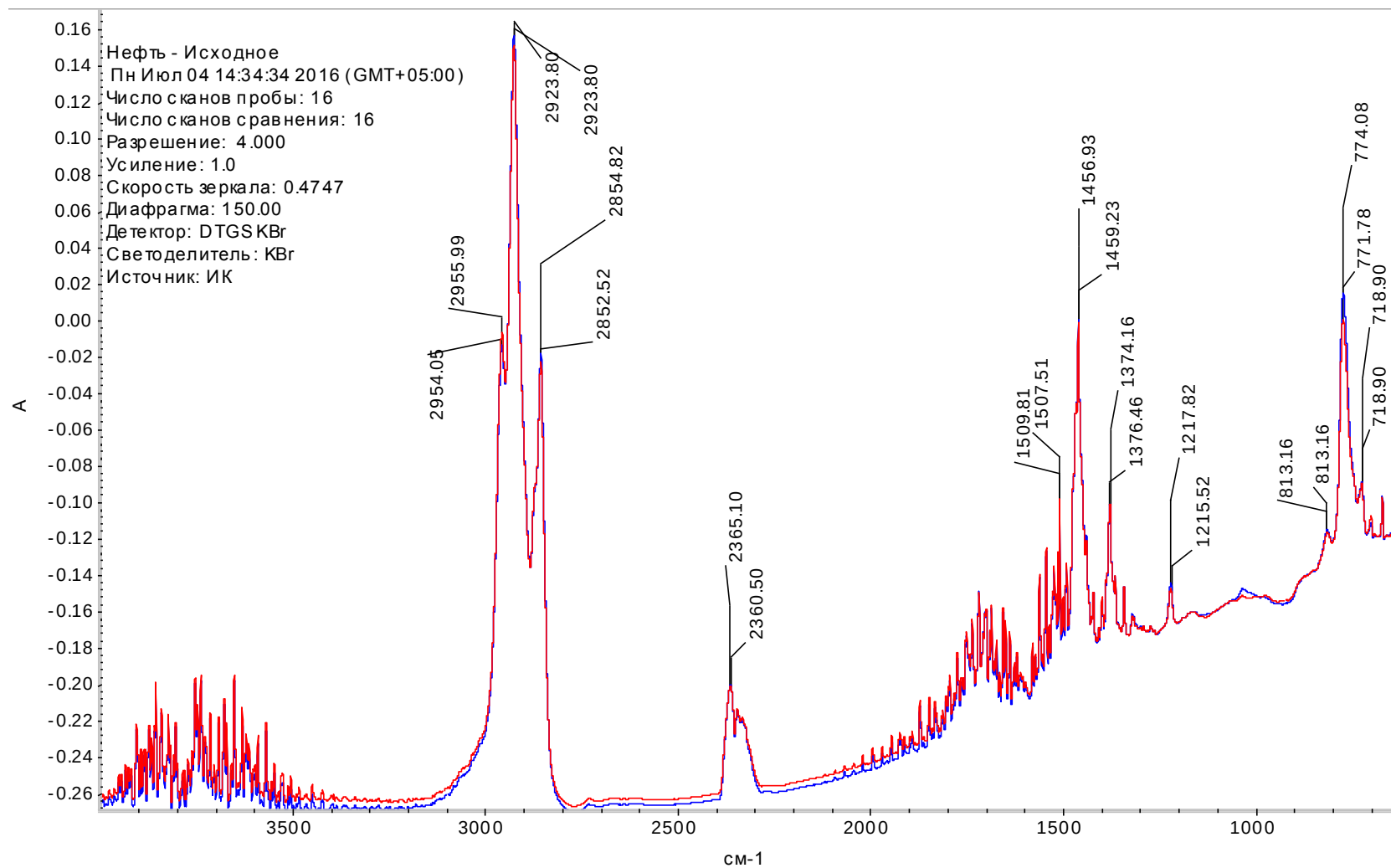


Рисунок Г.10 – Сравнение ИК-спектров исходного (красный спектр) и испаренного (синий спектр) образцов нефти Салымского месторождения методом наложения

ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное)

Идентификация пиков ИК-спектров исходных и испаренных образцов нефти и нефтепродуктов

Таблица Д.1 – Идентификация ИК-спектров нефти и нефтепродуктов

Образец		Диапазон попадания, см ⁻¹	Характеристика диапазона
Исходный	Испаренный		
Отработка			
2954,54	2953,69	2975–2825 см ⁻¹ (2975–2950 см ⁻¹)	Валентные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах (валентные асимметричные колебания связей С–Н группы СН ₃)
2919,20	2921,50	2975–2825 см ⁻¹ (2940–2915 см ⁻¹)	Валентные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах (валентные асимметричные колебаний связей С–Н группы СН ₂)
2852,52	2854,82	2975–2825 см ⁻¹ (2870–2845 см ⁻¹)	Валентные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах (валентные симметричные колебания связей С–Н группы СН ₂)
2360,06	2362,80	≈ 2349,3 см ⁻¹	Валентные асимметричные колебания связей в двуокиси углерода О=C=О
1714,48	1719,03	1720–1700 см ⁻¹	Валентные колебания связи С=О в карбонильной группе (представлена альдегидами, кетонами, карбоновыми кислотами и т.д.)
1509,81	1509,81	1610–1510 см ⁻¹	Валентные колебания бензольного кольца
1457,50	1456,93	1480–1435 см ⁻¹	Деформационные асимметричные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах
1374,16	1381,06	1385–1370 см ⁻¹	Деформационные симметричные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах
1217,82	1217,82	1. 1225–1175 см ⁻¹ . 2. 1230–1140 см ⁻¹	1. Плоскостные деформационные колебания связей С–Н в 1,2-, 1,4- и 1,2,4-замещенных группах в ароматических соединениях. 2. Колебания, связанные с группой С–О–Н в фенолах.
769,48	767,18	1. 865–750 см ⁻¹ . 2. 800–740 см ⁻¹ .	1. Валентные симметричные колебания кольца в циклических эфирах и эпоксисоединениях.

Образец		Диапазон попадания, см ⁻¹	Характеристика диапазона
Исходный	Испаренный		
			2. Валентные колебания связей С–Н кольца в фуранах
721,19	721,28	1. 725–720 см ⁻¹ 2. 750–690 см ⁻¹	1. Деформационные колебание связей С–Н метиленовой группы в алканах. 2. Валентные колебания связей С–Н в тиюфенах
Масло марки Лукойл			
2954,54	2955,99	2975–2825 см ⁻¹ (2975–2950 см ⁻¹)	см. Отработку
2921,50	2926,10	2975–2825 см ⁻¹ (2940–2915 см ⁻¹)	см. Отработку
2854,82	2852,52	2975–2825 см ⁻¹ (2870–2845 см ⁻¹)	см. Отработку
2360,06	2362,80	≈ 2349,3 см ⁻¹	см. Отработку
1719,03	1719,03	1720–1700 см ⁻¹	см. Отработку
1507,51	1507,51	1610–1510 см ⁻¹	см. Отработку
1456,93	1456,93	1480–1435 см ⁻¹	см. Отработку
1375,54	1376,46	1385–1370 см ⁻¹	см. Отработку
771,78	767,18	1. 865–750 см ⁻¹ . 2. 800–740 см ⁻¹ .	см. Отработку
721,19	723,49	1. 725–720 см ⁻¹ 2. 750–690 см ⁻¹	см. Отработку
Дизельное топливо			
2954,84	2955,99	2975–2825 см ⁻¹ (2975–2950 см ⁻¹)	см. Отработку
2925,19	2926,10	2975–2825 см ⁻¹ (2940–2915 см ⁻¹)	см. Отработку
2873,22	2873,22	2975–2825 см ⁻¹ (2885–2860 см ⁻¹)	Валентные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах (валентные симметричные колебания связей С–Н группы –CH ₃)
2853,53	2854,82	2975–2825 см ⁻¹ (2870–2845 см ⁻¹)	см. Отработку
2360,50	2360,06	≈ 2349,3 см ⁻¹	см. Отработку
1719,03	1719,03	1720–1700 см ⁻¹	см. Отработку
1509,81	1509,81	1610–1510 см ⁻¹	см. Отработку
1459,99	1457,50	1480–1435 см ⁻¹	см. Отработку
1375,98	1376,46	1385–1370 см ⁻¹	см. Отработку
1217,81	1215,52	1. 1225–1175 см ⁻¹ . 2. 1230–1140 см ⁻¹ .	1. Плоскостные деформационные колебания связей С–Н в 1,2-, 1,4- и 1,2,4-замещенных группах в ароматических соединениях. 2. Колебания, связанные с группой С–О–Н в фенолах.
763,21	762,58	1. 865–750 см ⁻¹ . 2. 800–740 см ⁻¹ .	см. Отработку
Керосин			
2955,02	2955,99	2975–2825 см ⁻¹	см. Отработку

Образец		Диапазон попадания, см ⁻¹	Характеристика диапазона
Исходный	Испаренный		
		(2975–2950 см ⁻¹)	
2922,71	2926,10	2975–2825 см ⁻¹ (2940–2915 см ⁻¹)	см. Отработку
2870,64	2873,22	2975–2825 см ⁻¹ (2885–2860 см ⁻¹)	Валентные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах (валентные симметричные колебания связей С–Н группы –CH ₃)
2854,73	2854,82	2975–2825 см ⁻¹ (2870–2845 см ⁻¹)	см. Отработку
–	2360,06	≈ 2349,3 см ⁻¹	см. Отработку
–	1719,03	1720–1700 см ⁻¹	см. Отработку
1608,41	–	1610–1510 см ⁻¹	Валентные колебания бензольного кольца
–	1509,81	1610–1510 см ⁻¹	Валентные колебания бензольного кольца
1457,98	1457,50	1480–1435 см ⁻¹	см. Отработку
1377,47	1376,46	1385–1370 см ⁻¹	см. Отработку
	1215,52	1. 1225–1175 см ⁻¹ . 2. 1230–1140 см ⁻¹	см. Дизельное топливо
805,65	–	865–750 см ⁻¹	Валентные симметричные колебания кольца в циклических эфирах и эпоксисоединениях
767,56	762,58	1. 865–750 см ⁻¹ . 2. 800–740 см ⁻¹ .	см. Отработку
741,04	–	1. 750–690 см ⁻¹ . 2. 770–730 см ⁻¹ .	1. Валентные колебания связей С–Н в тиофенах. 2. Неплоские деформационные колебания в 1,3-, 1,3,5- и в 1,2,3-замещенных бензолах.
728,03	–	1. 750–690 см ⁻¹ . 2. 730–675 см ⁻¹	1. Валентные колебания связей С–Н в тиофенах. 2. Деформационные неплоские колебания связей С–Н в группе HRC=CR'H _(цис-) у алкенов.
697,65	–	1. 750–690 см ⁻¹ . 2. 730–675 см ⁻¹	1. Валентные колебания связей С–Н в тиофенах. 2. Деформационные неплоские колебания связей С–Н в группе HRC=CR'H _(цис-) у алкенов.
Бензин АИ-92 марки Лукойл			
2956,46	2955,99	2975–2825 см ⁻¹ (2975–2950 см ⁻¹)	см. Отработку
2926,57	2923,80	2975–2825 см ⁻¹ (2940–2915 см ⁻¹)	см. Отработку
2871,61	2868,62	2975–2825 см ⁻¹ (2885–2860 см ⁻¹)	см. Керосин
–	2358,20	≈ 2349,3 см ⁻¹	см. Отработку
–	1721,33	1720–1700 см ⁻¹	см. Отработку
1604,08	1608,41	1610–1510 см ⁻¹	см. Керосин
1495,59	–	1510–1480 см ⁻¹	Колебания кольца в пиридинах и

Образец		Диапазон попадания, см ⁻¹	Характеристика диапазона
Исходный	Испаренный		
			хинолинах (гетероциклические соединения).
1461,53	1461,53	1480–1435 см ⁻¹	см. Отработку
1378,76	1378,76	1385–1370 см ⁻¹	см. Отработку
1362,66	–	1365–1356 см ⁻¹	Деформационные симметричные колебания связей С–Н в группе –COOCH ₃ в алканах
–	1215,52	1. 1225–1175 см ⁻¹ . 2. 1230–1140 см ⁻¹	см. Дизельное топливо
–	1033,88	1070–1000 см ⁻¹	Плоские деформационные колебания в 1-, 1,3-, 1,2,3- и в 1,3,5-замещенных бензолах
767,18	762,58	1. 865–750 см ⁻¹ . 2. 800–740 см ⁻¹ .	см. Отработку
730,39	–	1. 750–690 см ⁻¹ . 2. 730–675 см ⁻¹	см. Керосин
698,20	–	1. 750–690 см ⁻¹ . 2. 730–675 см ⁻¹	см. Керосин
Нефть			
2955,99	2954,05	2975–2825 см ⁻¹ (2975–2950 см ⁻¹)	см. Отработку
2923,80	2923,80	2975–2825 см ⁻¹ (2940–2915 см ⁻¹)	см. Отработку
2852,52	2854,82	2975–2825 см ⁻¹ (2870–2845 см ⁻¹)	Валентные колебания связей С–Н в метильных и метиленовых группах в алканах (валентные симметричные колебания связей С–Н группы CH ₂)
2360,50	2365,10	≈ 2349,3 см ⁻¹	см. Отработку
1719,03	1719,03	1720–1700 см ⁻¹	см. Отработку
1509,81	1507,51	1610–1510 см ⁻¹	см. Отработку
1459,23	1456,93	1480–1435 см ⁻¹	см. Отработку
1376,46	1374,16	1385–1370 см ⁻¹	см. Отработку
1215,52	1217,82	1. 1225–1175 см ⁻¹ . 2. 1230–1140 см ⁻¹ .	см. Дизельное топливо
813,16	813,16	865–750 см ⁻¹	см. Керосин
771,78	774,08	1. 865–750 см ⁻¹ . 2. 800–740 см ⁻¹ .	см. Отработку
718,90	718,90	1. 750–690 см ⁻¹ . 2. 730–675 см ⁻¹	см. Керосин
