

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

---

Институт Природных ресурсов

Специальность 050401 «Геология»

Кафедра «Геологии и разведки полезных ископаемых»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>ГЕНЕЗИС НЕФТЕЙ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА ПО ДАННЫМ О СОСТАВЕ РЕЛИКТОВЫХ УГЛЕВОДОРОВ (ХМАО ТЮМЕНСКАЯ ОБЛ.)</b>

УДК 552.578.2.061.3(571.122)

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ51	Берко Варвара Юрьевна		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ГРПИ	Серебренникова О.В.	Доктор химических наук, профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭБЖ	Кырмакова О.С			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРПИ	Гаврилов Р.Ю.	к.г.-м.н. доцент		

Томск – 2017 г.

**Планируемые результаты обучения по основной образовательной программе подготовки магистров по направлению 05.04.01 «Геология»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Профессиональные компетенции</i>		
Р1	Выпускник готов применять глубокие базовые и специальные естественнонаучные и профессиональные знания в профессиональной деятельности для решения задач обеспечения минерально-сырьевой базы и рационального природопользования	Требования ФГОС (ПК-1, 2, 3, 4, 6, 13;16 ОК-1, 10), Критерий 5, АИОР (п. 5.1, 5.2.1-5.2.3., 5.2.5, 5.2.9)
Р2	Выпускник способен производить подсчет запасов и оценку ресурсов, провести поиск и подбор максимально рентабельных технологий добычи, схем вскрытия руды на месторождениях, осуществлять геологическое сопровождение разработки месторождений нефти и газа. Способен, выполнять моделирование для оценки достоверности запасов и выбора кондиционных параметров, разработать ТЭО кондиций для участков выборочной детализации.	Требования ФГОС (ПК- 6, 7, 12) Критерий 5, АИОР (п. 5.2.3 - 5.2.10)
Р3	Выпускник способен осуществлять поиски и разведку месторождений нефти, газа, газового конденсата; организовать и провести сбор, анализ и обобщение фондовых геологических, геохимических, геофизических и других данных, разрабатывать прогнозно-поисковые модели различных геолого-промышленных типов месторождений, формулировать задачи геологических и разведочных работ.	Требования ФГОС (ПК-3, 4, 7, 11, 12; ОК-4) Критерий 5, АИОР (п. 5.1, 5.2.4, 5.2.5, 5.2.14.- 5.2.15)
Р4	Может совершенствовать существующие и разрабатывать новые методы и методики исследования вещества, проведения ГРП, технико-технологические решения, вести поиск новых технологий добычи и переработки руд и углеводородного сырья. Может самостоятельно выполнять лабораторные и экспериментальные геолого-геофизические и минералого-геохимические исследования с использованием современных компьютерных технологий.	Требования ФГОС (ПК 11,17; ОК-3, 5, 6) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.6-5.2.8)

<i>Общекультурные компетенции</i>		
P5	Обладает высоким уровнем стремления показать высокие результаты, готовностью взять на себя дополнительную ответственность Проявляет оптимизм. Задумывается о том, что выходит за рамки ситуации и др.	Требования ФГОС (ПК 11, ОК-1, 5, 8, 9) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.1, 5.2.12)
P6	Способен отказаться от традиционных подходов, генерировать новые идеи и подходы. Способен найти новые возможности развития в неопределенных ситуациях и др.	Требования ФГОС (ПК 9, ОК-2, 4,) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.4, 5.2.16)
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ПК 8, ОК-4, 7, 8) Критерий 5 АИОР (п. 5.2.6, 5.2.11-5.2.16)
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональном коллективе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной деятельности в геологоразведочной сфере.	Требования ФГОС (ПК 11, ОК-3, ,) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.13)
P9	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-1,2 10, 11, ОК-1-4, 6) Критерий 5 АИОР (п. 5.1, 5.2.2, 5.2.12, 5.2.16)

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

Институт Природных ресурсов  
 Специальность 050401 «Прикладная геология»  
 Кафедра «Геологии и разведки полезных ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Гаврилов Р.Ю.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2лм51	Берко Варваре Юрьевне

Тема работы:

<b>«Генезис нефтей юрско-меловых отложений Красноленинского свода по данным о составе реликтовых углеводородов (ХМАО Тюменская обл.)»</b>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2017
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-промысловые данные по месторождению, научно-техническая литература, производственные отчеты, материалы конференций. Объектом изучения являются 15 нефтей с 10 площадей Красноленинского свода и прилегающих территорий
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Общие сведения о районе работ. 2. Геологическая характеристика района работ 3. Изучение особенностей состава УВ и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих районов. 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и Ресурсосбережение 5. Социальная ответственность при проведении ГРП на Красноленинском своде Заключение Список использованных источников

Перечень графического материала	
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рисунок 1- Схема размещения месторождений Красноленинской НГО(по А.К. Багаутдинову и др. под ред. В.М. Глазовой 1996г.)</li> <li>2. Рисунок 2- Фрагмент геолого-экономической карты ХМАО масштаб 1:4000000 (ВСЕГЕИ им. Карпинского)</li> <li>3. Рисунок 3- Литолого-стратиграфическая колонка (Талинская площадь)</li> <li>4. Рисунок 4- Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты масштаб 1:2000000 (под ред. В.И. Шпильмана, Л.Л. Подсосовой, Н.И. Змановского и др. 1998г.)</li> <li>5. Рисунок 5- Геологический профиль по линии 1-1 (см. приложение 1) — “первоочередной участок — участок района разведочной скважины 805” (Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б «Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИ НП. 1989г)</li> <li>6. Рисунок 6- Геологический профиль отложений пластов ЮК10 и ЮК11 по линии скважин 5687 – 5287 (Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б«Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИ НП. 1989г)</li> <li>7. Рисунок 7- Основные типы разрезов пласта ЮК10 по скважинам Талинского месторождения (Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б «Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИ НП. 1989г)</li> <li>8. Рисунок 8- Геологический профиль(I) и профиль выравнивания (II) пластов ЮК10-11 Талинской площади (по А.К. Багаутдинову и др. под ред. В.М. Глазовой 1996г.)</li> <li>9. Рисунок 9- Геологический разрез Ем-Еговской площади</li> <li>10. Рисунок 10 - Структура залегания пластов и категорий запасов Пальяновского Л.у</li> <li>11. Рисунок 11 – Образование комплексов порфиринов</li> <li>12. Рисунок 12 – А - Масс-хроматограммы распределения n-алканов в нефти Арчинской площади; Б - в нефтепроявлении в Хакасии.</li> <li>13. Рисунок 13 - Структурные формулы фитана и пристана</li> <li>14. Рисунок 14 - Структурные формулы стеранов</li> <li>15. Рисунок 15 - Структуры гопанов</li> <li>16. Рисунок 16 - Расположение исследованных площадей</li> <li>17. Рисунок 17 - Состав стеранов нефтей</li> <li>18. Рисунок 18 - Состав гопанов нефтей</li> <li>19. Рисунок 19- Группировка нефтей по составу</li> </ol>

	<p>алканов</p> <p>20. Рисунок 20 - Обстановка накопления исходного нефтематеринского вещества по соотношению стеанов, гопанов и изопреноидов</p> <p>21. Рисунок 21 - Зрелость нефтей по соотношению изопреноидных и нормальных алканов</p> <p>22. Рисунок 22 - Зрелость нефтей по соотношению гопанов</p> <p>23. Рисунок 23 - Расчетная отражательная способность витринита для нефтей</p> <p>24. Рисунок 24- Структура сметной стоимости на проведение лабораторных работ по определению геохимических характеристик и состава нефтей Красноленинского свода.</p>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>доцент кафедры ЭПР, к.э. н. Шарф И.В.</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>ассистент кафедры ЭБЖ Кырмакова О.С</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке</b>	<b>Production safety</b>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор кафедры ГРПИ	Серебренникова О.В.	д.х.н., профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2лм51	Берко Варвара Юрьевна		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ЛМ51	Берко Варваре Юрьевне

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Геологии и разведки полезных ископаемых</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Нефтепромысловая геология

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет стоимости полевых, лабораторных и камеральных работ при проведении анализа по определению геохимических характеристик и состава нефтей Красноленинского свода (ХМАО)</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- ССН-92, Вып.1, Вып.7 - Инструкция по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы - СНОР-93, Вып.1 - СБЦ -99
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ, ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 19.12.2016 № 444-ФЗ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Оценка перспективности использования результатов исследования для дальнейшей конкретизации геохимических характеристик и состава нефтей Красноленинского свода (ХМАО)</i>
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	1. Составление плана проведения полевых и камеральных работ и лабораторных исследований. 2. Расчет затраты времени, труда, материалов, оборудования при проведении полевых и камеральных работ и лабораторных исследований. 3. Расчет затрат на специальное оборудование для лабораторных работ 4. Расчет затрат на оплату труда основных исполнителей работ 5. Расчет страховых взносов в государственные внебюджетные фонды
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Оценка эффективности мероприятий по анализу на определение геохимических характеристик и состава нефтей Красноленинского свода (ХМАО)</i>

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

отсутствует

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	К. э. н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ЛМ51	Берко В.Ю		

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 125 страниц, 20 таблиц, 25 рисунков, 64 источника, 2 приложения.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** КРАСНОЛЕНИНСКИЙ СВОД, НЕФТЬ, СОСТАВ, УГЛЕВОДОРОДЫ, МЕТАЛЛОПОРФИРИНЫ, НЕФТЕМАТЕРИНКОЕ ВЕЩЕСТВО, УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ, ЗРЕЛОСТЬ.

Объект исследования – нефти из отложений мела, юры и палеозоя Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения и прилегающих площадей Фроловской и Приуральской НГО.

Цель работы – анализ генетических особенностей нефтей отдельных продуктивных комплексов Красноленинского месторождения.

В процессе выполнения работы проводились сбор и анализ материала по геологии и геофизическим исследованиям, которые рекомендуется проводить на месторождении, проведены геохимические исследования и анализ полученных экспериментальных данных о составе углеводородов и металлопорфиринов нефтей.

Методы исследования и используемая аппаратура: для выделения углеводородов и металлопорфиринов из нефти использовали метод колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии. Концентрат УВ, полученный методом жидкостно-адсорбционной хроматографии, анализировали методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС). ГЖХ осуществляли на газовом хроматографе Perkin-ElmerSigma 2В с применением газо-ионизационного детектора и капиллярной колонки SE52. Анализ концентратов УВ методом ХМС проводили на магнитном хромато-масс-спектрометре DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия). Разделение осуществляли на кварцевой капиллярной хроматографической колонке фирмы "Agilent". Состав и содержание металлопорфиринов определяли методом электронной спектроскопии на

спектрофотометре Specord UV-VIS; магистерская диссертация была выполнена с использованием пакета программ MicrosoftOffice.

Актуальность исследований заключается в недостаточной изученности нефтей Красноленинского свода.

Основные результаты и новизна: дано обоснование генезиса нефтей рассматриваемых площадей.

Степень внедрения: полученные данные могут быть использованы для уточнения геологического строения месторождения, идентификации нефтематеринских толщ, генерировавших исследованные нефти.

Область применения: использовать полученные данные при подсчете запасов и разработке месторождения.

Экономическая эффективность: прогноз высоких показателей.

В будущем планируется внедрить результаты исследований на производстве.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ГИС – геофизические исследования скважин;

Л.у. – лицензионный участок;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

с/п – сеймопартия;

ОГ – отражающий горизонт;

УВ – углеводороды;

ОВ – органическое вещество

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

А.о. – абсолютная отметка;

Скв. – скважина;

НГО – нефтегазоносная область;

ВСЕГЕИ – Всероссийский научно-исследовательский  
геологический институт;

ГЖХ – газожидкостная хроматография;

ХМС – хромато-масс-спектрометрия.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. Общие сведения о месторождении.	17
1.2 Геолого-геофизическая изученность	22
2. Геологическая часть	25
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	25
2.2 Тектоническое строение	37
2.3 Нефтегазоносность	43
2.4 Свойства пластовых жидкостей и газа	63
2.5 Гидрогеологическая характеристика	65
3. Состав углеводородов и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих районов	70
3.1 Состав хемофоссилий (биомаркеров) – отражение условий формирования и источника исходного нефтематеринского вещества	70
3.1.1 Металлопорфирины	72
3.1.2 Алканы	74
3.1.3 Нафтеновые углеводороды	76
3.1.4. Ароматические углеводороды	78
3.2 Методика исследования нефтей	79
3.3 Изучение особенностей состава УВ и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих районов	81
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	92
4.1 Расчет затрат времени, труда, материалов, оборудования	92
4.2 Расчет затрат на оплату труда основных исполнителей работ	97
4.3 Расчет отчислений на социальные нужды	98
4.4 Расчет затрат на специальное оборудование для лабораторных работ	99
5. Социальная ответственность	101
5.1 Производственная безопасность	101

5.1.1 Анализ вредных факторов на месторождении	101
5.1.2 Анализ опасных факторов на месторождении	106
5.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	112
5.3 Правовые и организационные мероприятия по обеспечению безопасности	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117
Список использованной литературы	119
Приложение А	126
Приложение Б	127

## **ВВЕДЕНИЕ**

Красноленинский свод находится в пределах одноименной нефтегазоносной области (НГО) Западной Сибири [1], граничащей на юго-западе с Приуральской НГО, а на востоке с Фроловской НГО. Основным месторождением свода является Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение. Красноленинский свод выделен в структуру I порядка в 1959 году по данным Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедиции. Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 году скважиной 1п на Каменной площади. Нефтегазоносность связана с корой выветривания пород фундамента, базальными слоями, нижне-, средне-, и верхнеюрскими, а также аптскими пластами. В настоящее время в разработке находятся 3 площади: Талинская, Ем-Еговская и Каменная, на которых сосредоточено 93% запасов нефти. Балансовые запасы по категориям АВС1 оцениваются 552 млн тонн (2007 г) Годовая добыча составляет 7.1 млн тонн (2007 г)

Недропользователи: «ТНК-Нягань», «НК Сибнефть-Югра», "Хантымансийск-нефтегазгеология", «Назымская НГРЭ», «Инга», «Транс-Ойл»

Красноленинское месторождение находится на третьей стадии разработки, то есть на стадии падения добычи нефти.

Цель магистерской диссертации заключается в анализе генетических особенностей нефтей отдельных продуктивных комплексов Красноленинского месторождения, являющихся отражением условий формирования и источника исходного нефтематеринского вещества. Полученные данные позволят в последующем более эффективно вести ГРП на новых площадях Красноленинского свода.

## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Доюрские, ниже- и среднеюрские отложения Западной Сибири рассматривались ранее в ходе региональных и детальных исследований в работах многих исследователей: Е.Е. Даненберга, А.Э. Конторовича, Ю.Н. Карогодина, Г.П. Мясниковой, А.Г. Мухер, И.И. Нестерова, А.А. Нежданова, Г.Г. Шемина, Е.А. Претеченской, В.И. Шпильмана, М.В. Самолетова, Н.Н. Немченко, Ю.А. Барташевича, В.А. Талдыкина и многих других. В то же время, исследования состава нефтей Красноленинского свода и их генезиса весьма ограничены. К таким работам могут быть отнесены исследования состава алканов и ароматических углеводородов нефтей из средней юры и триаса двух месторождений Красноленинского свода, близость набора которых подтвердила высказанное ранее предположение о юрском источнике нефти в залежи доюрского основания.

## **ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

Объектом исследования являются 15 проб нефтей Красноленинского свода и прилегающих территорий (ХМАО Тюменская обл.)

Задачи исследования включают:

- изучение геологического строения Красноленинского месторождения;
- определение генезиса нефтей по данным об их геохимических характеристиках

Для выполнения специальной части магистерской диссертации использовались: метод газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС), метод колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии и спектрофотометрии. Для написания диссертации использовался текстовый редактор Microsoft Word 2010, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Берко В.Ю Особенности состава углеводородов и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих территорий(ХМАО)// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2017. – 2 с. (В печати).

2.Берко В.Ю, Д.И.Чуйкина Состав РОВ и нефтей Новопортовской площади (Малышевский горизонт, средняя юра) Западной Сибири.// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – 2 с.

3.Берко В.Ю. Наука геология как синтез философского и геологического знания.// Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – 2 с.

4. Берко В.Ю Экономическая теория: прошлое,настоящее и будущее.// Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 2 с.

5. Берко В.Ю Структура научного метода геологии.// Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – 2 с.

## **1. Общие сведения о месторождении.**

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Российской Федерации в западной части Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 160 км северо-западнее от города Ханты-Мансийска. Центр нефтедобычи расположен в г. Нягань, через который проходит железная дорога Ивдель-Обь. Другие населенные пункты располагаются также вдоль железной дороги, либо на реке Оби и ее притоках (Камешки, Кеунный, Урманый) и представляют собой небольшие поселки лесозаготовителей и рыболовов (Пальяново, Каменный, Кальманово).

Город Нягань является центральным городом нефтяников и геологоразведчиков. В городе есть аэропорт и железнодорожная станция, бетонная дорога до поселка Талинский, где живут нефтяники, протяженностью 110 км. На месторождении основными транспортными путями являются зимники и трассы зимних дорог лесозаготовителей, которые начинают функционировать в январе-феврале. В летнее время часть грузоперевозок производится с помощью воздушного транспорта[2].

Залежи нефти открыты в 1962 году, в 1977 году открыты залежи газа. С 1981 года ведется промышленная разработка залежей нефти шеркалинского горизонта Талинской площади. Красноленинское месторождение по количеству запасов нефти относится к категории крупнейших. Расположено в пределах одноименного свода, осложненного большим числом локальных поднятий - Ем-Еговским, Пальяновским, Каменным и др. Месторождение сложное по строению и не является единым по разным нефтегазоносным комплексам. Большинство локальных структур имеют самостоятельный этаж нефтеносности и фактически являются отдельными месторождениями. В единое Красноленинское месторождение их объединяет массивная залежь пластов Ю<sub>2-9</sub> средней юры.

Месторождение включает 21 площадь: Талинская, Ем-Еговская, Пальяновская, Каменная, Ингинская, Восточно-Ингинская, Сосново-Мысская, Лебяжья, Постнокортская, Елизаровская и Логовая площади и др. (рис. 1).



Рисунок 1- Схема размещения месторождений Красноленинского нефтегазоносной области (по А.К. Багаутдинову и др. под ред. В.М. Глазовой 1996г.)

В настоящее время в разработке находятся 3 площади: Талинская, Ем-Еговская и Каменная, на которых сосредоточено 93% запасов нефти. Начальные запасы по пластам Ю<sub>2-9</sub> средней юры оцениваются в 1,2 млрд. тонн нефти [3].

Красноленинское месторождение относится к распределённому фонду недр. Лицензия выдана Тюменской нефтяной компании. Основные продуктивные горизонты - тюменская и викуловская свиты. В «Главтюменьгеологии» было принято решение об объединении Талинского, Ем-Еговского, Пальяновского, Каменного, Ингинского, Лебяжьего, Сосново-Мысского, Восточно-Ингинского, Елизаровского и Логового локальных поднятий в единое месторождение. В настоящее время установлено, что в пределах Красноленинского свода в разрезе тюменской свиты, существует

единая залежь, состоящая из отдельных нефтенасыщенных линз, не связанных между собой.

Климат района континентальный с продолжительно суровой зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура составляет минус 1,8 °С, средняя температура самого холодного месяца - января составляет минус 25 °С, а средняя температура июля плюс 15 °С. Среднегодовое количество осадков 450-500 мм, из них 70% приходится на апрель-октябрь. Средняя толщина снегового покрова составляет 0,7 м, достигая в пониженных участках 1,5 м. Отопительный сезон длится 250 дней в году. Ледостав на реках начинается в октябре, а вскрытие их ото льда происходит в конце апреля - начале мая.

Описываемая площадь находится на левом берегу реки Оби и представляет собой холмисто-увалистую равнину с глубоким долинно-балочным эрозивным расчленением. Гидрографическая сеть представлена множеством притоков и мелкими реками Хугот, Потымец, Малая Ем-Ега, Тал, Ендырь, Сеуль, которые относятся к бассейну реки Обь в верхней части нижнего течения. Из них лишь р. Ендырь в период максимального подъема воды (июнь - июль) может быть судоходна для не глубокосидящих плавсредств на 40-50 км от устья вверх по течению. В устье реки Ендырь находится крупное озеро Большой Сор, судоходство по которому возможно в период паводков в июне-июле. Заболоченные участки на площади работ сравнительно широко развиты в юго-восточной и южной частях и являются большим препятствием при перемещении буровых станков и передвижении транспорта в весенне-осенний период. Крупный источник водоснабжения р. Обь удалена от месторождения на расстояние, превышающее 50 км.

Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 33-206 м, на большей части площади 150-160 м. Склоны оврагов, холмов и увалов подвержены глубоким размывам талыми водами и водами атмосферных осадков летом.

Площадь относится к лесной зоне, растительность представлена сосновым и елово-кедровым лесом. На заболоченных участках преобладает смешанный лес. Хвойные породы деревьев развиты в пределах болотных массивов и пойменных участков реки Оби, на приподнятых участках местности, холмах.

Почвы в районе подзолисто-аллювиально-глеевые, на заболоченных участках местности развиты торфяные почвы. Различные виды аллювия и песчано-гравийной смеси развиты в речных долинах и пойменных террасах. Склоны оврагов, холмов и увалов подвержены глубоким размывам талыми водами и водами атмосферных осадков летом.

Территория характеризуется развитой инфраструктурой (рис. 2), включающей в себя все элементы обустройства промыслов (водоводы, нефте- и газопроводы, внутрипромысловые автодороги, линии электропередач, подстанции и т.п.).

В непосредственной близости от г. Нягань расположены месторождения стройматериалов. Разведанные запасы минерального сырья, пригодного для строительных целей, составляют: глин - около 5 млн.м<sup>3</sup>, строительных песков и песчано-гравийной смеси- более 28 млн.м<sup>3</sup>. Добываемый попутно газ после переработки на Красноленинском ГПЗ, находящемся в 27 км от г. Нягань, используется в качестве котельного топлива в г. Нягань и г. Урай и частично поступает в проходящий поблизости магистральный газопровод [4].



Рисунок 2- Фрагмент геолого-экономической карты ХМАО масштаб 1:4000000 (ВСЕГЕИ им.Карпинского)

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность

Геолого-геофизические исследования на территории Западной Сибири до 1947 года исследования носили чисто описательный характер.

В 1947 году после создания министерства геологии СССР, одной из главных задач которого было усиление нефтепоисковых работ в Сибири, были начаты планомерные геолого-геофизические исследования Среднего Приобья, куда относится описываемый район.

В период 1953-57 гг. проведена аэромагнитная съемка масштабов 1:1000000, 1:500000 Новосибирской аэромагнитной экспедицией и гравиметрическая съемка масштаба 1:1000000 ТГУ РСФСР.

В период 1957-59 гг. в междуречье Оби и Конды выполнялись региональные сейсмические исследования МОВ и электроразведочные работы Ханты-Мансийской нефтеразведочной экспедицией.

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение, было открыто в 1972 году скважиной № 1 Каменной площади Главтюменьгеологии. В 1976-81 гг. на исследуемой территории Тюменской комплексной геологоразведочной экспедицией выполнялись детальные сейсмические исследования МОВ ОГТ масштаба 1:50000 по системе многократного прослеживания (ОГТ).

В период с 1985 г. по 1989 г. Туринской тематической экспедицией (ответственный исполнитель Голубева Е.А.) проведена переобработка всех сейсмических материалов восточной части Красноленинского свода. В результате уточнен структурный план восточной части Красноленинского свода по отражающим горизонтам А, Т<sub>2</sub>, Т, Б и М.

В 1998 г. ОАО «Хантымансийскгеофизика» проведены сейсморазведочные работы методом 3D.

В 2002 г. проведена обработка полевых материалов 3Dсейсморазведки южным филиалом ОАО «Хантымансийскгеофизика» «Центр по анализу геологической и геофизической информации» (ЦАГГИ) в г. Тюмень.

В полевой сезон 2006-2007 гг. было запланировано 3Dсейсмика в объеме 200 км<sup>2</sup>, «Тюменьгеофизика» выполнила полевые работы в объеме 90 км<sup>2</sup>, завершение работ планируется на сезон 2007-2008 гг.

Относится к распределённому фонду недр и приурочено к одноимённому своду. Лицензия выдана Тюменской нефтяной компании. Основные продуктивные горизонты - тюменская и викуловская свиты. В «Главтюменьгеологии» было принято решение об объединении Талинского, Ем-Еговского, Пальяновского, Каменного, Ингинского, Лебяжьего, Сосново-Мысского, Восточно-Ингинского, Елизаровского и Логового локальных поднятий в единое К. н. м.

Краткие сведения об объемах и результатах геолого-геофизических работ в пределах Красноленинской площади приведены в таблице 1.

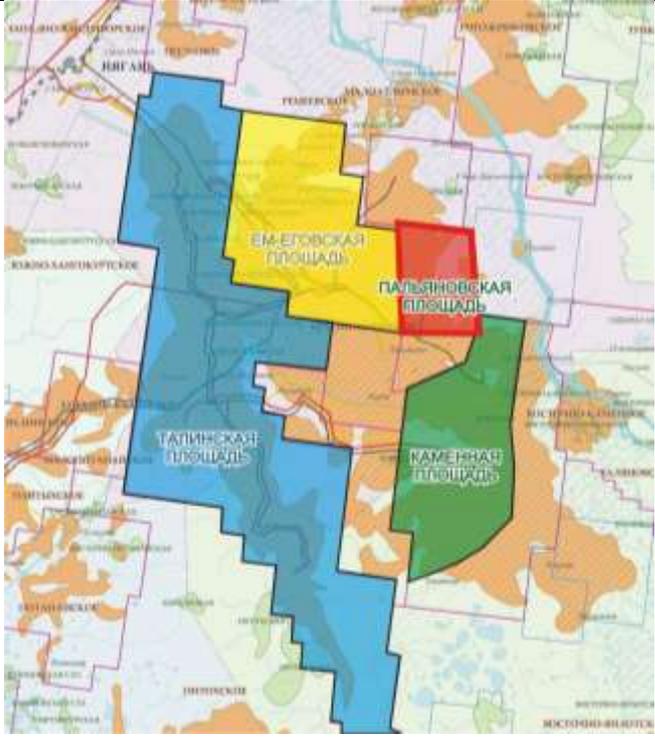
Таблица 1- Сведения об объемах и результатах геолого-геофизических работ

	Год проведения работ, наименование выполнившей их организации	Метод исследования, масштаб	Полученные результаты
1.	1955 г. Обская аэрологическая экспедиция	Геолого-геоморфологическая съемка м-б 1:1000000	Составлена геологическая карта, изучены основные закономерности строения четвертичных отложений и геоморфология района
2.	1953-57 гг. Новосибирская аэромагнитная экспедиция	Аэромагнитная съемка м-б 1:1000000, 1:500000 Гравиметрическая съемка м-б 1:1000000	Результаты работ этих съемок легли в основу схем геотектонического районирования фундамента и платформенного чехла
3.	1957-59 гг. Ханты-Мансийская нефтеразведочная экспедиция	Региональная сейсморазведка МОВ Электроразведочные работы	По результатам выделен Красноленинский свод
4.	1959-64 гг. Ханты-Мансийская нефтеразведочная экспедиция	Площадная сейсморазведка МОВ	Построены структурные карты по опорным горизонтам: А, Б, М, Г, выявлены Каменное, Ай-Торское, Лорбинское, Ем-Еговское, Кальмановское, Елизаровское, Ингинское, Пальяновское локальные поднятия

5.	С/п 19/76-81 Тюменской комплексной геологоразведочной экспедиции	Сейсморазведка МОВ ОГТ 1:50000	Уточнено геологическое строение восточной части Красноленинского месторождения. Построены структурные карты по горизонтам: А, Б, М, Г и соответствующие карты изохрон
6.	1985 г. по 1989 г. Туринская тематическая экспедиция	Переобработка сейсмических материалов	Уточнен структурный план восточной части Красноленинского свода по отражающим горизонтам А, Т <sub>2</sub> , Т, Б и М
7.	1992 г. Бембель Р.М.	По заданию НГДП «Красноленинскнефтегаз» Переобработка сейсмических материалов по специальной методике	Построена структурная карта по отражающему горизонту Т, детализировано строение пород-коллекторов базального горизонта
8.	1998 г. ОАО «Хантымансийскгеофизика»	Сейсморазведочные работы методом 3D	Выполнены сейсмические поверхности с разломами
9.	2002 г. Южный филиал ОАО «Хантымансийск-геофизика», центр по анализу геологической и геофизической информации (ЦАГГИ) г. Тюмень	Обработка полевых материалов 3Dсейсморазведки	В интервале домеловых отложений по временному кубу 3D прокоррелированы 6 основных сейсмических горизонтов, приуроченных к стратиграфическим границам кровле отложений тутлеймской, абалакской, тюменской свит, базальной пачки, коры выветривания и неизменного палеозоя, произведено трассирование разломов

Геохронология открытия площадей Красноленинского месторождения приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Геохронология открытия площадей месторождения

Площадь	Год открытия	Схема расположения основных площадей
Каменная	1962	
Лорбинская нефтяная, Ем-Еговская нефтегазоконденсатная, Елизаровская нефтяная	1963	
Пальяновская нефтяная	1972	
Талинская нефтяная, Ингинская нефтяная, Сосновомысская нефтяная	1975	
Новоендырская нефтяное	1977	
Лебяжья газонефтяная	1981	

## 2. Геологическая часть

### 2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Красноленинской нефтегазоносной области участвуют различные комплексы пород - от докембрийских до современных включительно. Максимальный разрез вскрыт на глубину 3934 метра скважиной № 800 Талинской площади. В строении фундамента принимают участие породы докембрийского, палеозойского и триасового возрастов. Они составляют несколько формационных комплексов, каждый из которых отражает определенный тектонико-магматический этап.

Стратиграфическое расчленение разреза проведено по данным глубокого бурения на месторождении на основании корреляционных схем,

утвержденных Межведомственным Стратиграфическим Комитетом (МСК), уточнявшихся и дополнявшихся в последующие годы [6].

### **Докембрий**

В составе фундамента, образующего нижний структурный этаж, установлены докембрийские, палеозойские и триасовые породы. Докембрийские образования, слагающие нижний этаж, приурочены к осевой части Шаимско-Айторского антиклинория. Представлены биотитовыми, хлорито-серицитовыми, глинисто-серицитовыми, кварцево-графитовыми сланцами и амфиболитами.

Докембрийский возраст пород принят, в основном, на основании сопоставления с аналогичными породами Урала и Березовского района. Вскрытая мощность составляет 1214 метров (скважина 800 Талинской площади) [4].

### **Палеозойская эратема – Pz**

Палеозойские образования (второй структурный этаж) представлены менее метаморфизованными или неметаморфизованными породами. Они развиты на крыльях антиклинорий и синклинорий и установлены практически на всех площадях района. Представлены самыми разнообразными породами, среди которых широко развиты: различные сланцы, кварцитовые песчаники, туфопесчаники, зеленокаменные измененные базальты, осадочно - вулканические и другие образования. Толща разновозрастных пород складчатого основания прорвана многочисленными интрузиями преимущественно кислого, меньше основного и среднего составов. Возраст их, определенный по методу сравнительной дисперсии Б.С. Погореловым средне-верхне-палеозойский [4].

Древние коры выветривания развиты по докембрийским и палеозойским отложениям. Они представляют интерес как коллекторы нефти. Минералогический и химический состав пород коры выветривания преимущественно каолиновый. С известной долей условности время начала формирования коры принимается пермско-нижне-триасовым [7].

### Мезозойская эратема, МЗ

#### **Юрская система, J**

#### Нижний-Средний отделы, J<sub>1-2</sub>

В подошвенной части отложений *тюменской свиты* (J<sub>2tm</sub>) часто встречаются песчаные тела, по своим фильтрационно-емкостным свойствам отличающиеся от остального разреза свиты [4]. По описанию керна – это породы, представленные плохо отсортированными крупнообломочными конгломератами с обломками и галькой разнообразных пород, в том числе обломками метаморфизованного фундамента, сцементированными песчано-глинистым материалом. В фациальном отношении относятся к проллювиальным и аллювиальным конусам выноса.

В разрезе тюменской свиты выделяются три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя.

Нижняя подсвита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин и углей. Породы часто слабо отсортированные с высокой долей глинистого и алевритистого материала. Характерен растительный детрит. Встречаются единичные двустворки. Возраст по данным анализов спорово-пыльцевого комплекса соответствует аалену. В разрезе подсвита представлена пластами ЮК<sub>7-9</sub>.

Средняя подсвита в верхней части представлена слабо отсортированными песчаниками с прослоями буровато-серых алевритовых глин и углей. В нижней части глины горизонтальнослоистые, с обугленным растительным детритом, корневидными растительными остатками.

Встречаются единичные фораминиферы и двустворки. Спорово-пыльцевые комплексы относятся к байосу. Подсвета соответствует в разрезе пластам

ЮК<sub>5-6</sub>.

Верхняя подсвета, представлена неравномерным переслаиванием глин и алевролитистых песчаников с некоторым преобладанием последних в средней и верхней частях. Породы плохо сортированные, характерен обугленный растительный детрит, корневые системы, изредка встречается пирит и единичные двустворки. Спорово-пыльцевые комплексы бата и нижнего келловея. Подсвета соответствует в разрезе пластам ЮК<sub>2-4</sub>.

Мощность тюменской свиты на Пальяновской площади изменяется от 0 до 330 м. Максимальные мощности отмечаются в пониженных участках рельефа фундамента. По направлению к сводовым участкам рельефа по фундаменту мощности тюменской свиты сокращаются за счет выпадения нижних частей разреза.

Верхний отдел, J<sub>3</sub>

Верхнеюрские отложения в данном районе представлены морскими и прибрежно-морскими осадками. Они объединяются в абалакскую и тутлеймскую свиты нижней части полудинского надгоризонта. Стратиграфический диапазон абалакской свиты от верхней части нижнекелловейского подъяруса до кимериджского яруса, тутлеймской - титонский ярус и низы берриаского яруса.

Абалакская свита (J<sub>3ab</sub>) представлена двумя подсветами: нижней и верхней. Граница между подсветами нечеткая и часто условная.

Нижняя подсвета представлена аргиллитами темно-серыми с буроватым оттенком, алевролитистыми с линзовидно-волнистой слоистостью, с обилием обломков ростров белемнитов, раковин пелеципод и отпечатков аммонитов. В основании подсветы, в глинах, отмечается значительная примесь песчано-алевритового материала, а также прослой песчаников и алевролитов. В нижней ее части довольно часто встречается тонкий карбонатный пласт оолитового строения с сидеритовым цементом. Отложения подсветы прослеживаются на

всей территории района, за исключением наиболее возвышенных участков. В верхней части подсвиты преобладают аргиллиты темно-серые, тонкоотмученные. Обнаруженная фауна позволяет отнести вмещающие отложения к келловею и к нижнему и среднему оксфорду. Толщина нижней подсвиты достигает 15 м.

Верхняя подсвита представлена темно-серыми и черными аргиллитами, тонкоотмученными, с многочисленными карбонатными конкрециями сложного железисто-марганцево-кальцитового состава с включениями глауконита и пирита. Нередко встречаются маломощные прослои глауконитов и глауконитизированных алевролитов, а также карбонатов (в нижней части исключительно сидеритового состава) Отложения содержат обломки раковин пелеципод, остатки аммонитов и белемнитов. Обнаруженная фауна позволяет считать, что верхняя подсвита абалакской свиты имеет возраст от верхнего оксфорда до киммериджа включительно. Толщина подсвиты - до 20 м. К трещиноватым карбонатным прослоям на Пальяновской площади и на соседних площадях приурочен продуктивный пласт ЮК<sub>1</sub>. Толщина абалакской свиты в целом составляет 37 м.

Тутлеймская свита (J<sub>3tt</sub>) распространена повсеместно. Отложения согласно залегают на породах абалакской свиты. Породы представлены темно-серыми, до черных, битуминозными аргиллитами, плитчатыми плотными, массивными или рыхлыми, листоватыми, горизонтально-слоистыми в зависимости от состава. Верхняя половина свиты интенсивно пиритизирована. Пирит присутствует в виде очень тонких субпараллельных слоев, толщиной в десятые доли миллиметров. Отмечаются маломощные (обычно не более 1 м) карбонатные пропластки. В отложениях отмечаются остатки ихтиофауны, онихитов, ростров белемнитов, раковин аммонитов. По этим данным, с учетом положения в разрезе, возраст тутлеймской свиты определен от титонского яруса верхней юры до низов берриаса. Толщина тутлеймской свиты 15-40 м.

К трещиноватым прослоям аргиллитов на Талинской площади и на соседних площадях приурочен продуктивный пласт ЮК<sub>0</sub> – ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>.

С кровлей тутлеймской свиты связан отражающий горизонт Б.

### **Меловая система, К**

Меловая система представлена верхним и нижним отделами. Отложения меловой системы развиты повсеместно [7].

#### Нижний отдел, К<sub>1</sub>

В составе нижнего отдела меловых отложений Красноленинского месторождения выделяются верхняя часть отложений тутлеймской свиты, фроловская, кошайская, викуловская и хантымансийская свиты.

Тутлеймская свита (верхняя часть) представлена темно-серыми и серыми, битуминозными аргиллитами с многочисленными отпечатками пиритизированных водорослей, обломками раковин пелеципод, аммонитов. Толщина верхней части тутлеймской свиты изменяется от 8 до 15 м.

Фроловская свита (К<sub>1fr</sub>) (берриас-баррем) согласно залегает на тутлеймской и распространена в пределах Красноленинской НГО.

Нижняя часть фроловской свиты представлена морскими серыми и темно-серыми глинами с линзовидными прослоями глинистых известняков и сидеритов. В подошвенной части свиты в южной и юго-восточной части Красноленинской НГО появляются линзовидные прослои мелкозернистых песчаников.

Верхняя часть фроловской свиты представлена серыми глинами с прослоями алевролитов и многочисленными линзами и гнездами мелкозернистых песчаников, обуславливающих линзовидно-гнездовую текстуру глинистых пород. Возраст свиты по положению в разрезе и спорово-пыльцевому анализу принимается в объеме берриаса, валанжина, готерива, баррема и нижнего апта. Общая толщина фроловской свиты 527-625 м [4].

Кошайская свита (К<sub>1ksh</sub>) (апт) имеет повсеместное распространение в пределах Красноленинской НГО. Ее отложения согласно залегают на породах фроловской свиты и перекрываются без видимых следов перерыва породами викуловской свиты. По литологическому составу свита разделяется на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка отличается существенно глинистым

составом. Верхняя же пачка содержит, кроме глин, алевролиты и алевроиты с прослоями известняков. Характерно обилие линз и гнезд песчаного материала. Наиболее выдержана на больших территориях нижняя пачка. Она является хорошим маркирующим горизонтом. Породы содержат спорово-пыльцевые комплексы датируемые аптом. По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст кошайской свиты принимается аптским. Общая мощность кошайской свиты 50-65 м.

Викуловская свита ( $K_1vk$ ) (апт-альб) имеет региональное распространение в пределах западной части низменности [4]. Залегает на кошайской и перекрывается хантымансийской свитой. Подразделяется с некоторой долей условности на две подсвиты.

Нижняя подсвита сложена морскими глинисто-алевритовыми породами с подчиненными прослоями глинистых известняков с текстурой «конус в конус». Вверх по разрезу количество алевроитового материала увеличивается. Содержит обугленные растительные остатки, желваки сидерита. Возраст ее по положению в разрезе и споро-пыльцевым комплексам принят в объеме верхов верхнего апта. Верхняя подсвита имеет преимущественно алевроито-песчаный состав с линзами и прослоями глин. Глины серые и темно-серые, обогащенные алевроитовым материалом. Песчаные и алевролитовые пласты часто имеют микрослоистое линзовидное строение. Во многих случаях трудно проследить песчано-алевритовые пласты по площади. Линзы связаны друг с другом взаимопереходами, придающими коллектору пластово-массивное строение. В отложениях викуловской свиты на Краснотенинском своде содержатся залежи нефти. Толщина викуловской свиты 225-290 м.

К кровле отложений викуловской свиты приурочен отражающий горизонт  $M_1$ .

Хантымансийская свита ( $K_1hm$ ) (альб) согласно залегает на породах викуловской и перекрывается отложениями уватской свиты. По литологическому составу разделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена морскими темно-серыми аргиллитами с тонкими прослоями алевролитов, известняков и сидеритов. В нижней подсвите выделены комплексы фораминифер. На основании этих данных возраст нижней подсвиты ханты-мансийской свиты принимается в объеме среднего альба. Возраст верхней подсвиты принят в объеме верхнего альба.

Верхняя подсвита представлена прибрежно-морскими сероцветными алевролитами и глинами с редкими прослоями песчаников. Породы содержат многочисленный обугленный детрит. Подсвита подразделяется на две пачки. Нижняя пачка представлена чередованием песчаников и глин. Характерной особенностью пачки является выдержанность песчаных пластов и разделяющих их глинистых перемычек. Верхняя пачка представлена чередованием алевролитов и глин с прослоями песчаников. Общая толщина хантымансийской свиты равна 240-275 м [7].

#### Верхний отдел, $K_2$

В составе верхнего отдела меловых отложений Красноленинской НГО выделяются уватская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Уватская свита ( $K_{2uv}$ ) (сеноман) залегает согласно на нижележащих отложениях хантымансийской свиты, представлена песками, алевролитами и глинами. Толщина уватской свиты 225-275 м.

Кузнецовская свита ( $K_{2kz}$ ) (турон) трансгрессивно залегает на подстилающих отложениях уватской свиты. Свита представлена темно-серыми глинами, серыми и зеленовато-серыми глинами, с единичными прослойками алевролитов, реже глауконитовых песчаников. Содержит многочисленные остатки фауны пелеципод, лингул, аммонитов, рыб, пиритизированный и обугленный растительный детрит. Общая толщина кузнецовской свиты 35-50 м.

Березовская свита ( $K_{2br}$ ) (верхи турона-кампан) повсеместно развита в пределах изучаемого района. Свита согласно залегает на породах кузнецовской свиты и без видимого перерыва перекрывается отложениями

ганькинской свиты. Свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижняя подсвита сложена серыми, темно-серыми и голубовато-серыми опоками, кремнистыми глинами и аргиллитами. С запада на восток отмечается уменьшение степени опокovidности пород подсвиты и появление прослоев алевролитов и песчаников.

Верхняя подсвита представлена серыми, а в верхней части зеленовато-серыми глинами, опокovidными, с редкими прослоями опок. Общая толщина березовской свиты 190-240 м.

Ганькинская свита ( $K_2gn$ ) (верхи кампана-датский) в пределах изучаемого района распространена повсеместно. Ганькинская свита представлена характерной толщей известковистых зеленовато-серых глин, иногда опокovidных, с прослоями алевролитов и мергелей. Мощность известковых глин уменьшается в северном направлении. Толщина ганькинской свиты 40-60 м [7].

### **Кайнозойская эратема, KZ**

В составе кайнозойской эратемы выделены палеогеновые и четвертичные отложения. Неогеновые отложения на изучаемой территории отсутствуют.

### **Палеогеновая система, P**

Палеогеновые отложения согласно залегают на породах меловой системы и представлены тремя отделами: палеоценом, эоценом и олигоценом [4].

### **Палеоцен, P<sub>1</sub>**

Талицкая свита ( $P_{1tl}$ ) имеет широкое распространение в пределах изучаемого района. Свита разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена темно-серыми, массивными глинами, участками глауконитовыми, с редкими линзами сидеритов и алевролитистого материала.

Нижняя часть верхней подсвиты талицкой свиты представлена темно-серыми, почти черными глинами с многочисленными гнездами и линзами,

выполненными алевролитом-песчаным материалом и редкими прослоями алевролитов. Породы содержат стяжение пирита, глауконита. Верхняя часть подсвиты представлена однородными, тонкоотмученными, иногда опоковидными глинами. Общая толщина талицкой свиты 115-150 м.

### **Эоцен, P<sub>2</sub>**

Люлинворская свита (P<sub>2</sub>ll) имеет повсеместное распространение в пределах Красноленинскогй НГО. Породы свиты согласно залегают на породах талицкой свиты и без следов видимого перерыва перекрываются отложениями тавдинской свиты. Свита разделена на три подсвиты. Нижняя подсвита представлена опоками и опоковидными глинами серыми, с присыпками кварц-глауконитового песка в нижней части. Средняя подсвита сложена диатомитами и диатомовыми глинами, светло-серыми, иногда алевритистыми с неровным и полураковистым изломом. Встречаются прослои опоковидных глин. Породы верхней подсвиты характеризуются зеленовато-серыми и темно-серыми тонкослоистыми диатомовыми глинами. В глинах отмечаются ходы червей, желваки марказита. Встречаются прослои опоковидных глин. Общая толщина свиты 200-225 м.

Тавдинская свита (P<sub>2</sub>tv) имеет практически повсеместное распространение в пределах Красноленинской НГО.

Свита сложена толщей голубовато-зеленых и оливково-зеленых пластичных глин с тонкими линзочками светло-серого алевритового материала. Общая толщина тавдинской свиты 120-160 м.

### **Олигоцен, P<sub>3</sub>**

Атлымская свита (P<sub>3</sub>at) залегает на отложениях тавдинской свиты согласно или участками с небольшим перерывом. Свита сложена аллювиальными, аллювиально-озерными и озерными светло-серыми кварц-полевошпатовыми, сахаровидными мелко- и разнозернистыми песками с прослоями зеленых и бурых глин. Мощность свиты 60-80 м.

Новомихайловская свита (P<sub>3</sub>nm) сложена чередованием серых и бурых глин, алевритов, серых и светло-серых кварцевых и кварц-полевошпатовых

песков с прослоями и пластами углей и лигнитов. Породы обогащены растительными остатками, содержат пирит и ярозит. Толщина свиты 50-70 м.

Журавская свита (P<sub>3gr</sub>) представлена серыми и зеленовато-серыми глинистыми алевритами с прослоями песков и алевритов, с включениями глауконита. Толщина ее 10-30 м.

### **Четвертичная система ,Q**

Четвертичные образования имеют повсеместное распространение. Отложения четвертичного возраста представлены супесями, песками серыми и желтовато-серыми, кварц-полевошпатовыми, с прослоями глин серых, бурых, песчаных, иногда с включениями вивианита. Встречаются мощные слои торфа, линзы валунных галечников. Толщина четвертичных отложений составляет 20-40 м [6].

На рисунке 3 на примере Талинской площади представлена литолого-стратиграфическая колонка Красноленинской нефтегазоносной области.

возраст, млн. лет	система	отдел	ярус	свита	подсвита	толщина, м	литология	горизонт	литологическое описание пород								
113	МЕЛОВАЯ К	К,	K, al	ХАНТЫ-МАНСЙСКАЯ	НИЖНЯЯ	110-145		M <sub>1</sub>	Глины серые, темно-серые, с линзами алевроитового материала, с остатками раковин двустворок.								
									ВИКУЛОВСКАЯ	ВЕРХНЯЯ	235-250		M	Песчаники и алевролиты слабосцементированные. Много углистого детрита.			
														НИЖНЯЯ	50-60		Песчаники и песчаники серые и светло-серые, алевроиты и алевролиты с прослоями темно-серых глин. Много обугленного растительного детрита на поверхностях наложения.
									ФРОЛОВСКАЯ	545-650		M	Глины темно-серые, уплотненные, в верхней части с редкими гнездами алевроитов.				
													K, d-K, br	ФРОЛОВСКАЯ	545-650		M
									ЮРСКАЯ J	СРЕДНИЙ J <sub>2</sub>	J <sub>2</sub> , o-t	ТУЛЬСКО-НИЖ					
													НИЖНЯЯ	5-30		T	Глины темно-серые, черные с отпечатками морской фауны, включения пирита, глауконита.
									ТОМЕНСКАЯ	СРЕД	ВЕРХНЯЯ	55-75					
													НИЖ	55-80		T <sub>3</sub>	
									ШЕРКА-ЛИНСКАЯ	ВЕРХНЯЯ	НИЖ	0-50					
НИЖ	0-45		A	Глины коричневатые-черные.													
				НИЖ	0-30		A	Песчаники с прослоями гравелитов, алевролитов и глин.									
ПАЛЕОЗОИ	НИЖ	0-30						A	Глины темно-серые, с буроватым оттенком.								
				МЕНТ	НИЖ	0-30			A	Глинистые сланцы, базальты.							

Рисунок 3 – Литолого-стратиграфическая колонка (Талинская площадь)

## 2.2 Тектоническое строение

Согласно тектонической карты фундамента ЗС плиты (под редакцией В.И. Шпильмана, 1998 г.) в строении фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа. Нижний - складчато-блоковый, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Верхний этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла. Для отложений промежуточного комплекса характерна меньшая дислоцированность, слабый метаморфизм и проявление эффузивного магматизма. Структура складчатого фундамента образует линейные полосы поднятий и прогибов северо-западного простирания, расчлененных грабен-рифтами северо-восточного направления на крупные блоки [8].

Западно-Сибирская плита, образовавшаяся в послепротерозойское время, относится к молодым образованиям и характеризуется трехъярусным строением. В тектоническом строении Западно-Сибирской плиты принимают участие отложения трех структурных этажей: нижнего – палеозойский фундамент, среднего – промежуточный чехол пермо-триасового возраста и верхнего - отложения осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

Нижний этаж формировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы. Его развитие осуществлялось в условиях повышенной тектонической активности. Это определило значительную дифференцированность поверхностей объектов, выделяемых внутри рассматриваемого комплекса, и формирование большого количества дизъюнктивных нарушений. Доюрские отложения, представления о которых складываются в основном по данным геофизических методов, изучены слабо. Представлены данные отложения эффузивами кислого и основного

состава.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в условиях парагеосинклинали, которая существовала в пермотриасовое время. Возраст пород определён на основании анализа материалов, полученных в процессе бурения крайне ограниченного числа скважин, и по аналогии с соседними регионами Западной Сибири. Породы среднего этажа менее дислоцированы и имеют меньшую степень метаморфизма. Эволюция рассматриваемого структурного этажа протекала в условиях господства относительно более спокойного тектонического режима. Следствием этого стало образование сравнительно меньшего количества дизъюнктивных нарушений. Средний структурно-тектонический этаж представлен преимущественно вулканогенными отложениями.

Верхний структурно-тектонический этаж формировался в мезозойско-кайнозойское время (платформенный этап) в условиях длительного устойчивого прогибания фундамента. Данный этап развития Западно-Сибирской плиты изучен наиболее полно. Он характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол плиты. К отложениям этого возраста приурочены основные скопления нефти и газа [8].

Красноленинский свод в морфологическом отношении представляет собой слабовытянутую структуру северо-западного простирания с размерами длиной и короткой оси 165-117 км соответственно. Представлен на рисунке 4. С севера свод отделен от сопредельных положительных структур того же ранга Елизаровским мегапрогибом, а с запада и с северо - запада граничит с Шеркалинской моноклиной. Мутомская котловина ограничивает Красноленинский свод с запада. С юга, посредством Потымской седловины, происходит его сочленение с Шаимским мегавалом. Свод в современном структурном плане представляет собой тектонический элемент с региональным падением слоев в восточном направлении в сторону Ханты-Мансийской впадины [4].



порядка: Ендырьская, Потымецкая и Средненадымская. Первые два разделяются Кальмановским прогибом.

*По отражающему горизонту «А»* (кровля фундамента) в пределах исследуемой площади выделяются Ем-Еговское, Сосново-Мысское, Пальяновское поднятия и западное окончание Новояндырского локального поднятия. По замыкающей изогипсе –2500 м Ем-Еговское локальное поднятие, образуя единую приподнятую систему, объединяется с Пальяновским и Новояндырским поднятиями, расположенными в юго-восточной части исследуемой площади.

*По отражающему горизонту «Б»* (кровля баженовской свиты) отмечаются все поднятия, описанные по горизонту «А». Одновременно наблюдается заметное выполаживание структурного плана. В целом на плане отмечается тенденция к заметному нивелированию структур в восточной части площади и рост структур на западе и северо-западе территории.

*По отражающему горизонту «М<sub>1</sub>»* (кровля викуловской свиты) общая тенденция к погружению восточной части исследуемого участка сохраняется, т.е. если на структурном плане по отражающему горизонту «А» западная часть площади была более погруженной, чем восточная, то по отражающему горизонту «М<sub>1</sub>» отмечается некоторая инверсия тектонических процессов в целом по площади. В тоже время сохраняются почти все локальные поднятия, отмеченные ранее.

В настоящее время наиболее детально в тектоническом отношении изучен Талинский вал и Ем-Еговская площадь. В 1994-95 г.г. в пределах указываемых объектов проводились детальные сейсмологические работы.

Имеющиеся на сегодня данные сейсморазведочных работ позволяет выделить в разрезе тюменской свиты отражающий горизонт Т2 (первый во времени устойчивый горизонт над палеозоем). Данный горизонт привязывается к кровли шеркалинского, осадочные породы которого выполняли эрозионно-тектонические врезы в рельефе доюрской эрозионной поверхности.

*Талинский вал*

В пределах Талинского вала по кровли доюрского основания выделяются, как уже отмечалось, три антиклинальные складки: Талинская, Северо-Талинская и Южно-Талинская, а в прилегающей части Потымской седловины - две: Валентиновская и Малохорская.

По кровле продуктивного пласта ЮК11 структурный план наряду с некоторым выхолаживанием, в целом сохраняет очертания кровли доюрского основания. Это объясняется тем, что отложения пласта накапливались в прогибах, разделяющих вышеперечисленные структуры третьего порядка.

По кровле Тюменской, Баженовской, Фроловской свит и вышележащих стратиграфическим горизонтам одновременно с продолжающимся выхолаживанием снизу вверх, наблюдается перестройка Талинской, Северо-Талинской складок в структурный нос, раскрывающийся в северном направлении.

Анализ полеоструктурных карт и профилей показал, что Талинский вал и осложняющие его локальные поднятия, отмеченные в промежутке времени, развивались комфортно. В тоже время отмечается и незначительная перестройка структурного плана. Так на ранних этапах развития Талинского вала в его северной части существовал неглубокий прогиб, отделяющий Северо-Талинское поднятие от собственно Талинского. В более позднее время этот прогиб трансформировался в седловину, а затем постепенно выхолаживался и совсем исчез.

Уже на раннем этапе в пределах исследуемой площади намечались черты современного структурного плана по подошве осадочного чехла, окончательное формирование которого завершилась в неоген - четвертичное время, когда Краснolenинский свод испытал наклон в юго-восточном направлении. Вследствие этого резче обозначились Талинское, Южно-Талинское, Валентиновское и Малахорское поднятия [4].

#### *Ем-Еговская площадь*

В тектоническом отношении Ем-Еговская площадь приурочена к одноименной вершине Краснolenинского свода. На Ем-Еговской площади

развиты многочисленные малоамплитудные дизъюнктивы сбросового типа. В системе разрывных нарушений, большая часть которых выделена по данным сейсморазведки, наибольший интерес представляют разломы, контролирующие положение межфлюидных контактов.

Данные элементы дизъюнктивной тектоники проникают в осадочную толщу вплоть до отложений викуловской свиты. Такие нарушения выявлены по большей части в центральном и западном участках исследуемого района. Сбросы в основном ориентированы в восточном направлении. Кроме того, они контролируют положение восточной части центрального купола Ем-Еговского локального поднятия. Серия разломов, расположенная восточнее купола, имеет в плане дугообразную, огибающую Ем-Еговское поднятие форму, из чего следует, что их происхождение вероятнее всего связано с интенсивным ростом Ем-Еговской структуры. Кроме описанных выше, на северо-западе площади выделены еще два нарушения, контролирующих водонефтяной контакт залежей тюменской свиты (отделяющие залежи тюменской свиты Ем-Еговской площади от Талинского месторождения). Эти нарушения имеют субширотную и субмеридианальную ориентировку [9].

#### Дизъюнктивная тектоника.

Элементы дизъюнктивной тектоники наблюдаются в доюрских, юрских и нижнемеловых отложениях. Разрывные нарушения, закартированные в подошве осадочного чехла, проникают в осадочную толщу, что говорит о продолжительности и неоднократном возобновлении тектонической активности. В большинстве случаев наблюдается «залечивание» глубинных разломов и преобразование их во флексурные перегибы в верхних структурных этажах. Однако, сводовые части локальных поднятий характеризуются блоковой раздробленностью; разрывные нарушения, зафиксированные в доюрском фундаменте, проникают в осадочную толщу вплоть до отложений викуловской свиты и носят в основном всбросово-надвиговый, реже раздвиговый характер [2].

Структуры развивались унаследованно и постепенно выполаживались вверх по разрезу, но отличались темпами тектонического развития. Выделяется по крайней мере два этапа активизации тектонических процессов (среднеюрский и нижнемеловой). Тектонический фактор является основополагающим в процессе формирования отложений осадочного чехла и образования в них зон, перспективных для поиска углеводородов.

### **2.3 Нефтегазоносность**

Красноленинское нефтегазовое месторождение расположено на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и относится к Красноленинской нефтегазоносной области [1]. Промышленная нефтегазоносность в пределах Красноленинской НГО связана с отложениями тюменской, абалакской, баженовой и викуловской свит. Залежи нефти в отложениях тюменской свиты выявлены практически повсеместно. В отложениях викуловской свиты залежи нефти выявлены на Ем-Еговской, Пальяновской, Каменной, Лорбинской, Лебязьей, Елизаровской, Логовой и Талинской площадях.

Самыми высокопродуктивными в данном районе являются залежи нефти, связанные с нефтегазоносными отложениями пластов ЮК10-11(шеркалинский горизонт), залегающие в основании тюменской свиты и распространяющиеся узкой полосой вдоль западного склона Красноленинского свода на Талинской площади.

Залежи пластов тюменской свиты (пласты ЮК2-9), являющиеся одним из объектов поисков и разведки в пределах Красноленинского свода, имеют площадное распространение и отличаются очень сложным геологическим строением залежи [3].

Основные структурные элементы Красноленинского месторождения – Талинская и Южно-Талинская антиклинальные складки, разделенные прогибом широтного простирания. Размеры Талинской складки по изогипсе -2525 м

(кровля баженовской свиты, горизонт Б) 14x6 км, амплитуда 40 м, Южно-Талинской складки – 14x9,5км, амплитуда 120 м. Промышленная нефтеносность установлена на глубине 1462-2800 м в нижнемеловых (викуловская свита, пласт ВК1), среднеюрских (тюменская свита, пласты Ю 2-9), нижнеюрских (шеркалинский горизонт, пласты ЮК10, ЮК11) отложениях. Основная часть запасов нефти содержится в пластах ЮК10, ЮК11, к которым приурочены экранированные залежи «шнуркового» типа субмеридионального простирания. С севера залежи ограничены ВНК -2580-2590 м, контакты погружаются в южном направлении до -(2608-2634) и -2702 м (Южно-Талинская площадь). Размеры в пределах (70-45)x(5-16) км, высоты от 80 до 110 м. Площадь наибольшей по запасам залежи ЮК10 – 1330,5 км<sup>2</sup>. Коллекторы – песчаники с каолиновым цементом, пористость 13-15 %. Начальные дебиты 165 м<sup>3</sup>/сут (ЮК10) – 173 м<sup>3</sup>/сут (ЮК11).

Каменная площадь расположена в восточной части Красноленинского свода. Промышленная нефтеносность связана с корой выветривания (К.В.), отложениями средней (тюменская свита ЮК2-3 и базальный слой) и верхней юры (баженовская свита Ю0) и нижнего мела (викуловская свита ВК1, ВК2, ВК3) на глубине 1440-2560 м. Всего 26 залежей. Одна залежь газоконденсатная в средней юре. Основные запасы нефти сконцентрированы в викуловской свите. Залежи пластовые сводовые, пластовые сводовые литологически экранированные, пластовые сводовые водоплавающие, пластовые сводовые литологически и стратиграфически экранированные. Положение ВНК от -1448 (ВК1) до -2625 м (юра). Размеры залежей в пределах (3-73)x(1,4-38) км, высота от 7 до 270 м. Площадь наибольшей по запасам залежи ВКt – 830,8 км<sup>2</sup>. Коллекторы — песчаники, гравелиты и конгломераты (К.В.), битуминозные аргиллиты (Ю0), песчаники, алевролиты и аргиллиты (Ю2-9 и ВК). Пористость от 12-14% (Ю0) до 27% (ВК). Дебиты нефти 0,5-53 м<sup>3</sup>/сут (ВК), 0,5-11,1 м<sup>3</sup>/сут (Ю0), 0,3-137 м<sup>3</sup>/сут (Ю2-9), 1,8-7,6 м<sup>3</sup>/сут (К.В.).

Ем-Еговская и Пальяновская площади расположены в центральной части Красноленинского свода. По отражающему горизонту Б амплитуда Ем-

Еговского поднятия 100 м, Пальяновского 40 м. Промышленная нефтеносность установлена на глубине 1360—2720 м в песчано-алевритовых по-родах нижне- и среднеюрского, верхнеюрского и нижнемелового возраста. Основные запасы связаны с пластами Ю2-9 тюменской свиты, площадь залежи 491,8 км<sup>2</sup>, ВНК на а.о. -2650 м. Коллектор поровый, трещинный и смешанный. Пористость колеблется от 12% (Ю2-9) до 27% (ВК1-2). Дебиты от 1,2 до 24,2 м<sup>3</sup>/сут (ВК1-2) 52,8 м<sup>3</sup>/сут (Ю0), от 0,5 до 205 м<sup>3</sup>/сут (Ю2-9). Плотность нефти от 817 кг/м<sup>3</sup> (Ю0) до 919 кг/м<sup>3</sup> (ВК), вязкость 0,28-4,5 МПа·с (ВК), содержание серы 0,16—0,56 %. На остальных площадях Красноленинского месторождения выявлено по 1—2 залежи в тех же комплексах. Пластовое давление нормальное гидростатическое — от 14,8 до 27,1 МПа, t 65-124 °С [3].

#### Талинская площадь.

Основываясь на детальной корреляции разрезов скважин Талинской площади, проведенной по результатам метрологических, петрофизических и промыслово-геофизических исследований в наиболее полных разрезах тюменской свиты, выделено 10 песчано-алевролитовых пластов. Промышленные притоки нефти связаны с пластами ЮК2-3 ,ЮК4-8, ЮК10-11. В разработке находятся продуктивные пласты ЮК10-11 (рис 5).

Продуктивные пласты ЮК10-11 залегают в нижней части тюменской свиты и сложены грубозернистыми породами с редкими прослоями глинизированных разновидностей.(рис 6.) Строение пластов неодинаковое (рис 8.)

Пласт ЮК11 залегает в виде узкой (до 5 км.) протяженной (свыше 120 км.) полосы субмеридианального простирания. Слагающие его породы представляют собой осадки заполнения каньонообразного вреза в доюрский фундамент. В основании они представлены гравийно-конгломератовыми и брекчиевыми прослоями. Толщина отложений данного пласта достигает 50 метров. Характерным является прерывистость нефтеносности. Общая толщина пласта достигает 65 м. В пласте выделено три залежи нефти. Наиболее крупная залежь расположена вдоль восточной линии выклинивания пласта в пределах

первоочередного и центрального участков разработки. Две другие залежи, меньшего размера, расположены в районах скважин 802-805 и в северо-западной части первоочередного участка.

Пласт ЮК11 отделен от пласта ЮК10 глинистым разделом, имеющим довольно широкое распространение (рис.8) в погруженных зонах и полностью отсутствующим на приподнятых участках фундамента. Толщина раздела изменяется от 7 до 16м.

Отложения пласта ЮК10 развиты значительно шире, площадь их распространения на отдельных участках увеличивается по ширине до 20 км. Максимальная его толщина достигает 30 метров, в поперечном сечении он имеет пластообразную форму. В центральной части прогибов пласт залегает с размывом на аргилитах, перекрывающих образования ниже лежащего пласта ЮК11, а в краевых зонах - на породах фундамента. В зонах отсутствия пласта ЮК11 пласт ЮК10 залегает непосредственно на породах фундамента. Пласт представлен гравелитами, алевролитами и глинами. Анализ и обобщение геолого-физической информации по пласту ЮК10 позволяют нам разделить продуктивный разрез по скважинам на три основных типа: I - II - III (Рисунок 7). Отнесение продуктивного разреза к тому или иному типу базируется на наличии или отсутствии в разрезе глинистого прослоя, коррелируемого в соседних скважинах. Отметим, что деление разреза на типы условно, но отражает весьма существенные характеристики, так как скважины, вскрывшие различные типы разрезов, имеют различную характеристику работы. К первому типу относится продуктивный разрез, в котором отсутствует глинистый прослой. Второй тип разреза характеризуется наличием в нем выдержанного глинистого прослоя, расположенного в средней части и делящего продуктивный горизонт на две части: верхнюю и нижнюю. Третий тип разреза, являющийся наиболее распространенным, характеризуется чередованием нефтенасыщенных и глинистых прослоев толщиной до 3 м, которые хорошо прослеживаются по площади. Проведенное детальное изучение показало, что породы-коллекторы характеризуются различной сортировкой и особенно

упаковкой обломочного материала. Фракционный состав представлен обломками всех размеров (от гравийных с диаметром частиц до 1,5 см до алевритовых с диаметром частиц 0,05-0,01 мм). Соотношения между пористостью, проницаемостью и водонасыщенностью в таких коллекторах могут быть отличными от тех, которые обычно наблюдаются в гранулометрически однородных породах-коллекторах [10].

Коллекторами нефти на Талинском месторождении являются песчаники от грубозернистой до мелкозернистой структуры, а также гравелиты, содержащие примесь песчаного материала. Учитывая основные структурно-литологические признаки, коллекторы можно подразделить на следующие типы.

1. Гравелиты песчаные - порода представлена плотно-упакованными гравелитовыми зернами диаметром 1-1,5 см, тип цементации - контактный; пространство между зернами частично или полностью заполнено песчаным материалом или агрегатами каолинового цемента, содержание которого составляет в среднем 2-3%. Пористость гравелитов обычно колеблется от 14 до 18,6%, проницаемость изменяется в очень широком диапазоне: от 0,07 до 1 кв.мкм и более, водонасыщенность составляет 12-29%. В том случае, когда фракция песчаника занимает все поровое пространство между гравийными зернами, порода характеризуется минимальной пористостью и называется гравелито-песчаной. Содержание песчаной фракции в ней достигает 55%. Пористость такой породы изменяется в пределах от 10 до 14,7%, проницаемость от 0,001 до 0,045 мкм<sup>2</sup>, водонасыщенность - 22,5-50%.

2. Песчаники, содержащие примесь гравелитового материала (до 25%). В одном случае - это песчаники мелкозернистые и мелко среднезернистые (0,5-0,25 мм) с включением гравелитовых зерен, которые неравномерно распределены в матрице песчаника и образуют как бы барьеры для флюидов, повышая извилистость путей их фильтрации. По данным анализа кернов пористость таких песчаников изменяется от 11 до 18%, проницаемость составляет 0,001-0,150 мкм<sup>2</sup>, водонасыщенность - 18,3-50%.

В другом случае зерна гравелитовой фракции в песчанике контактируют друг с другом. Фильтрационно-емкостные свойства этой породы значительно лучше: пористость возрастает до 14-20,8%, проницаемость изменяется от 0,05 до 1 кв.мкм, водонасыщенность составляет 18,2-29,2%.

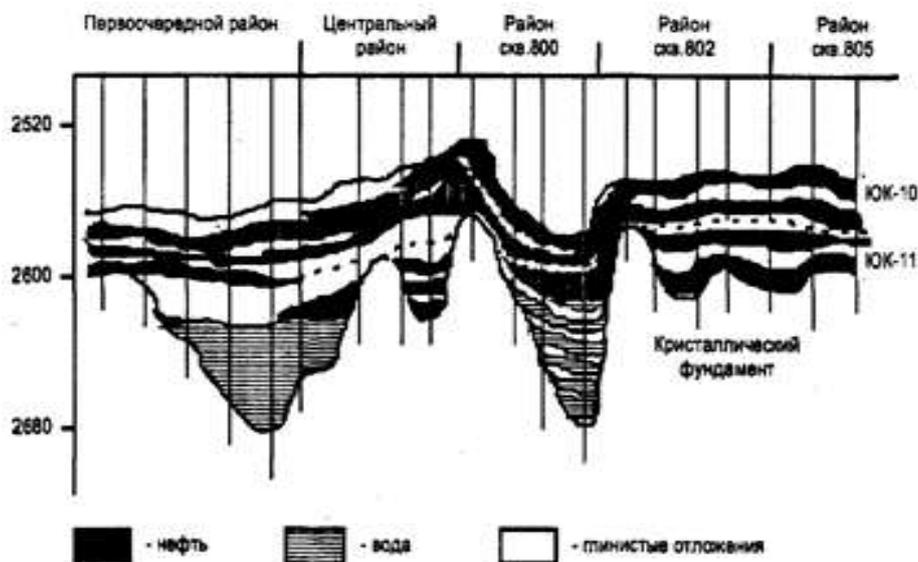


Рисунок 5- Геологический профиль по линии 1-1 (см. приложение 1) — “первоочередной участок — участок района разведочной скважины 805” (Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б.«Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИНП. 1989г)

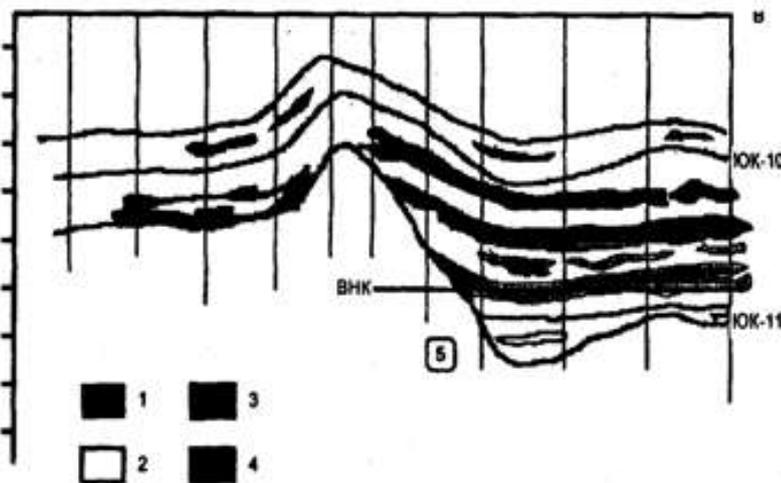


Рисунок 6- Геологический профиль отложений пластов ЮК10 и ЮК11 по линии скважин 5687 - 5287: 1 -нефть; 2-глинистые отложения; 3-переходная зона; 4-вода; 5-кристаллический фундамент. (Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б.«Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИНП. 1989г)

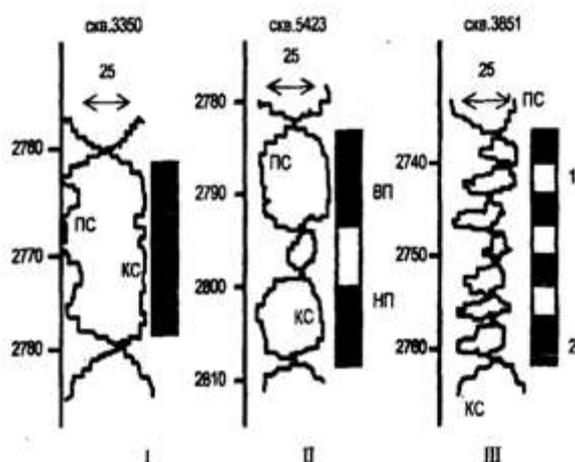


Рисунок 7- Основные типы разрезов пласта ЮК10 по скважинам Талинского месторождения: ВП – верхняя пачка; НП – нижняя пачка; 1- глины; 2 - нефтенасыщенная толщина. (Гузеев В.В., Адамчук Д.О., Дубков И.Б. «Проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Западной Сибири», Тюмень, СибНИИНП. 1989г)

Коллектор представлен порами и кавернами. Таким образом, свойства гравелитов и гравелитовых песчаников определяются различными вариантами и характером упаковки обломочных зерен и зависят от относительной доли песчаной и гравелитовой фракций в породе. Главное же заключается в том, что сходный гранулометрический состав не всегда свидетельствует о сходстве коллекторских свойств; решающую роль при этом играет характер упаковки обломочного материала, обуславливающий существенные различия фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

3. Песчаники крупно-грубозернистые (диаметром 1-0,5 мм), алевролитовые, общее содержание каолинитового цемента составляет 6,9%. Данные исследования кернов свидетельствуют о хороших коллекторских свойствах, поскольку поровое пространство представлено порами и микрокавернами; пористость изменяется от 10,5% до 18,2%, проницаемость от 0,3 до 4,4 мкм<sup>2</sup>. водонасыщенность относительно низкая - 10,5-13,2%.

4. Песчаники крупно-среднезернистые и разномзернистые (диаметром 0,5-0,25 мм), алевролитовые, содержание цемента каолинитового и гидрослюдистого состава до 9%. Эти песчаники имеют пористость от 12,6 до 21,6%, проницаемость изменяется в диапазоне 0,05-2,5 мкм<sup>2</sup>,

водонасыщенность в пределах 10- 18,5%; емкостное пространство представлено порами и микро-кавернами.

5. Песчаники средне-мелкозернистые (диаметром 0,25-0,1 мм), алевролитовые с включением крупной песчаной фракции, общее содержание цемента гидрослюдистого состава 10,2%, емкостное пространство представлено порами. Согласно результатам исследований пористость изменяется от 10,2 до 18,6%, проницаемость - 0,001-0,15 мкм<sup>2</sup>, водонасыщенность находится в пределах 13,5-58,3%.

Алевролиты из-за очень низких фильтрационно-емкостных свойств (пористость 8-9%, проницаемость не более 0,001 мкм<sup>2</sup>, водонасыщенность до 68%) не считаются коллекторами.

Таблица 3 - Геологофизические параметры основных объектов разработки Талинского месторождения [11].

Параметр	ЮК10	ЮК11
Средняя глубина залегания, м	2700	2740
Тип коллектора	Терригенный	Терригенный
Площадь нефтеносности в границах утвержденных запасов, млн.кв.м	803	243
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,8	13,3
Средняя пористость, %	16	16
Коэффициент нефтенасыщенности, ед.	0,83	0,72
Средняя проницаемость по керну, кв.мкм	0,184	0,041
Пластовая температура. 0С	90-120	90-120
Начальное пластовое давление, МПа	25,5	25,5
Давление насыщения, МПа	13-22	13-22
Плотность нефти в пластовых условиях, к г/куб, м	670-700	670-700
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,4-0,5	0,4-0,5
Газонасыщенность, куб.м/т	130-300	130-300
Содержание, %		
серы	0,2	0,2
парафина	3,4	3,4
смола и асфальтенов	4	4

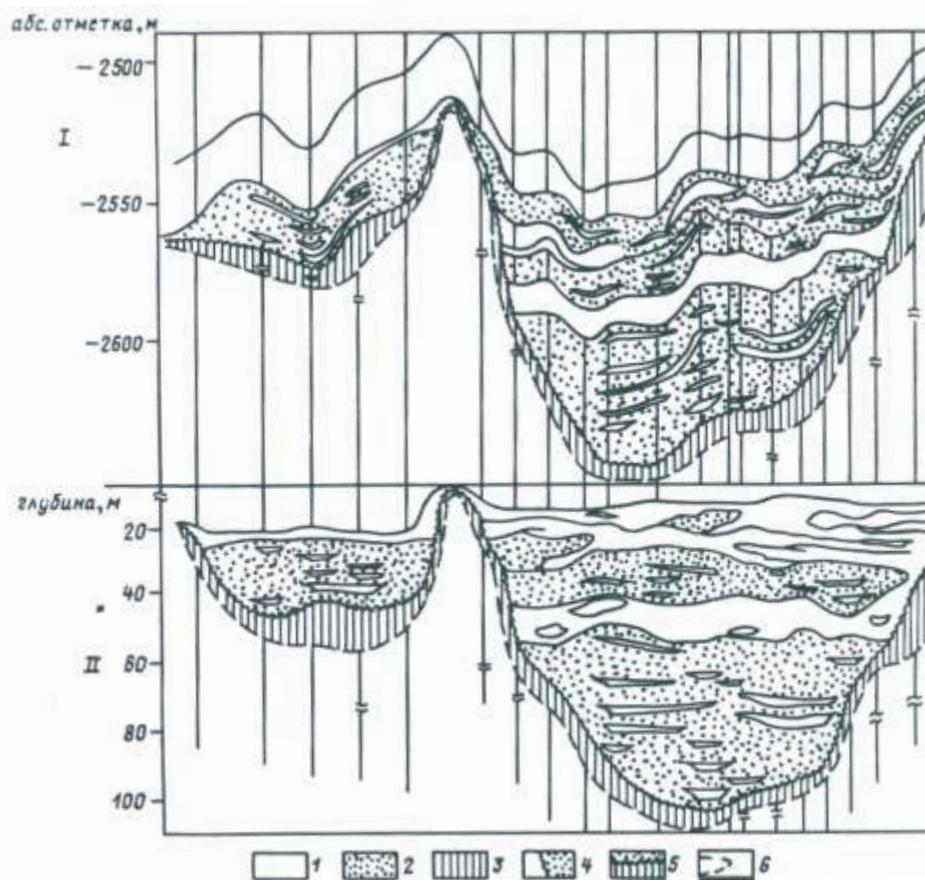


Рисунок 8- Геологический профиль(I) и профиль выравнивания (II) пластов ЮК10-11 Талинской площади: 1,2,3-породы соответственно непроницаемые, проницаемые и слабопроницаемые; 4,5- границы замещения, эрозии; 6-поверхность фундамента (поА.К. Багаутдинову и др. под ред.В.М. Глазовой 1996г.)

### Ем –Еговская площадь.

На Ем-Еговской площади основные запасы нефти сосредоточены в отложениях викуловской свиты (пласты ВК1-3) нижнемелового возраста. Кроме того, нефтеносными являются отложения базального горизонта, пласты ЮК2-9 тюменской свиты, абалакские отложения с фонтанными притоками и пласт ЮК-0 (баженовская свита). Геологический разрез Ем- Еговской площади представлен на рисунке 9.

Залежи нефти в отложениях викуловской свиты приурочены к продуктивным пластам ВК1-3, залегающим в кровельной части свиты на глубине 1350-1600 м.

Общая толщина пласта ВК1 изменяется от 12,6-19 м в приподнятых участках до 18 -24 м на крыльях структуры, составляя в среднем (в пределах внешнего контура нефтеносности) – 18,2 м. Эффективные толщины коллекторов изменяются от 3,6 м до 22,2 м. При этом отмечается тенденция уменьшения эффективных толщин в восточном направлении. Средняя эффективная толщина в пределах внешнего контура ВНК составляет 12,3 м, коэффициент песчаности – 0,67, преобладающая толщина проницаемых прослоев 1 - 1,6 м.

Проницаемые прослои более 3 м обычно сложены переслаиванием коллекторов, различающихся по своим фильтрационно-емкостным свойствам. Расчлененность пласта довольно неравномерная, количество пропластков составляет от 2 до 15 м. Пласт ВК1 отделен от нижележащих пластов уплотненной глинистой, неравномерно алевритистой и карбонатизированной, перемычкой. Толщина перемычки преимущественно 3-6 м, на погруженных частях Ем-Еговского и на южном склоне Каменного поднятий она уменьшается до 1-4 м.

Пласты ВК2 и ВК3 разделены невыдержанной по толщине (0,4-4,1 м) алевро-глинистой перемычкой, поэтому в качестве объекта подсчета запасов нефти рассматривается единый пласт ВК2-3 В варианте ЦГЭ (2002 г.) - единый объект составляют уже пласты ВК1-3.

Общая толщина пласта ВК2-3 изменяется от 19,3 м до 35 м, составляя преимущественно 24-28 м. Для пласта ВК2-3 характерна резкая изменчивость эффективных толщин от 6,2 м до 24,6 м, при среднем значении 16,5 м. Преобладающая толщина проницаемых прослоев 1-2 м.

По своим фильтрационно-емкостным свойствам коллекторы пластов ВК1-3 относятся к V, IV и III классам коллекторов (по Ханину А.А.) порового типа. Преимущественное развитие имеют коллекторы IV класса, представленные крупнозернистыми алевролитами и мелкозернистыми песчаниками. Среднеарифметическое значение пористости коллекторов пласта ВК1 по данным лабораторных исследований керна составляет 26.8 %. Среднее

значение проницаемости коллекторов продуктивных отложений пласта ВК1 по лабораторным данным составило 21,5 мД, при изменении от 2,5 до 124 мД. В целом коллекторы пласта ВК1 относятся к классу низкопроницаемых. Преобладают коллекторы с проницаемостью 10 - 50 мД.

По данным интерпретации материалов ГИС среднее значение проницаемости в пределах внешнего контура нефтеносности составило 43,6 мД.

Распределение остаточной водонасыщенности для коллекторов пласта ВК1 выполнено по 210 образцам. В 69 % образцов коллекторов содержание связанной воды изменяется в пределах 30 - 50 % и в среднем по пласту составляет 42.3 %.

В пласте ВК2-3 в пределах Ем-Еговской и Пальяновской площадей продуктивна верхняя часть. По литологическим и фильтрационно-емкостным характеристикам коллекторы пласта ВК2-3 схожи с коллекторами верхней пачки пласта ВК1.

Среднеарифметическое значение пористости коллекторов пласта ВК2-3 по лабораторным данным составило 26,9 %. По данным интерпретации ГИС среднее значение  $K_p$  – 26,3 %. Средняя проницаемость коллекторов пласта ВК2-3 по данным исследования керна – 25,3 мД. По данным интерпретации ГИС среднее значение  $K_{пр}$  в пределах внешнего контура нефтеносности в пределах – 37 мД. Среднее значение остаточной водонасыщенности для коллекторов пласта ВК2-3 равно 44 %.

Породы абалакской свиты представляют собой переходную толщу от прибрежно-морских и континентальных отложений тюменской свиты к морским, сильно битуминозным отложениям баженовской свиты.

В литологическом отношении абалакская свита представлена преимущественно глинистыми отложениями, в различной степени кремнистыми, карбонатными и алевритистыми. При этом установлены следующие закономерности. При переходе от кровли абалакской свиты к ее подошве снижается доля биогенных и аутигенных компонентов (кремнезема и

битумов) и возрастает относительное содержание терригенных составляющих (аргиллитов, алевролитов и песчаников). Породы свиты изобилуют различным органическим детритом.

Коллекторами в пласте ЮК1 абалакской свиты являются тонкие прослои плотных карбонатных или кремнистых пород, разделенные глинистыми перемычками. Общая толщина свиты колеблется в пределах 2,8 - 34 м, суммарная эффективная толщина (толщина плотных прослоев) достигает 6 м, составляя в среднем 3-4 м. При этом количество плотных прослоев изменяется от 3 до 10, в среднем составляя 4. Толщина единичных прослоев-коллекторов изменяется от 0,4 до 2 м и, как правило, редко превышает 1 м. Мощность глинистых перемычек варьирует в пределах от 0,6 до 10,6 м.

Коллекторские свойства изучаемых отложений, прежде всего, связаны с трещиноватостью, пронизывающей всю толщу абалакской свиты, а также с вторичной емкостью карбонатизированных прослоев, представленной кавернами и полостями выщелачивания. Пористость пород абалакской свиты меняется в пределах от 0,3 % до 17,5 %. Проницаемость изменяется в интервале 0,04-6,01 мД.

По данным исследований керна межзерновых (поровых) коллекторов в разрезе абалакской свиты не установлено. Проницаемость, выявленная по отдельным образцам керна, обусловлена наличием у них трещиноватости.

Рассмотрение коллекторских свойств пласта ВК1-3 Ем-Еговской площади осуществлялись по двум участкам:

- участок 1 - западнее линии, проходящей через разведочные скважины 162-505;
- участок 2 - между линиями, проходящими через разведочные скважины 162-505 и между 12 и 7.

Средняя нефтенасыщенная толщина пласта ВК1 Ем-Еговской площади по категории запасов С1 равна 10,8 м (по категории С2 – 5 м), пласта ВК2-9 – 7,9 м и 4,5 м по категориям С1 и С2, соответственно.

Отличительной особенностью геологического строения пластов является присутствие в разрезе значительной доли пропластков коллектора с толщиной более 4 м: на 1 участке – 77 %, на 2 – 70 %. Доля пропластков с толщиной менее 1 м для 1 участка составляет 11 %, для 2-15 %. Размеры пропластков не коллектора значительно меньше, средняя толщина составляет 1,3 м. Доля пропластков не коллектора с толщиной не более одного метра составляет 70 %.

В керне нефтенасыщенность коллекторов по разрезу характеризуется значительной неоднородностью. Слабо глинистые песчаники и алевролиты окрашены в темно-коричневый цвет, имеют резкий запах нефти, на образцах наблюдается выпот нефти. Толщина таких прослоев колеблется от 5-30 см, редко достигает 2-5 м и более, чаще толщина этих прослоев составляет 5-10 см. Более глинистые алевролиты и алевриты, а также участки разреза с тонким (1-5 мм) чередованием алевролитов и алевритов имеют относительно слабое насыщение нефтью.

Эффективная толщина коллекторов изменяется от 3,6 до 22,2 м, дебиты нефти изменяются от долей до 19-20 т/сут., составляя, в среднем 5-10 м/сут. Таким образом, продуктивные пласты ВК1 и ВК2-3 по морфологическому строению относятся к типу монолитных. Присутствующие в разрезе пласта тонкие пропластки не коллектора не могут служить существенными экранами для фильтрации жидкости. Мощные пропластки коллектора образуют единый гидродинамически связанный объем.

Для пластов, имеющих монолитное строение, характерным является высокое значение коэффициента охвата пласта вытеснением (0,8-0,9) для применяемого в настоящее время диапазона плотностей сеток скважин и систем разработки, потери нефти вследствие прерывистости пластов не будут превышать 10-20 % запасов.

По проницаемости продуктивные пласты викуловской свиты относятся к классу низкопроницаемых. Средняя проницаемость пласта ВК1 составляет  $47,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, на участке 1- $42 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, на 2 участке -  $49 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Диапазон

изменения проницаемости от 0 до  $200 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Доля пропластков коллектора с проницаемостью менее  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> составляет для 1 участка-12 %, для 2 участка-14 %, что значительно меньше, чем для юрских продуктивных пластов района. Так, для пласта ЮК10 Талинской площади доля пропластка с проницаемостью менее  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> изменяется по участкам от 30% до 70%.

Доля пропластков с проницаемостью более  $100 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> составляет для 1 участка - 8%, для 2 участка - 12%. Основной объем пласта сложен из пропластков с проницаемостью от  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> до  $50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, на долю которых приходится 61% объема пласта на 1 участке, 51%-на втором участке.

Средняя проницаемость пласта ВК2-3 составляет  $38 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Доля пропластков коллектора с проницаемостью менее  $10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> в общем объеме пласта составляет 27%, менее  $50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> - 70%.

Таким образом, на долю пропластков коллектора с проницаемостью до  $50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> приходится 65-75 % нефтенасыщенного объема, что будет определять низкие темпы выработки основной части запасов нефти [12].

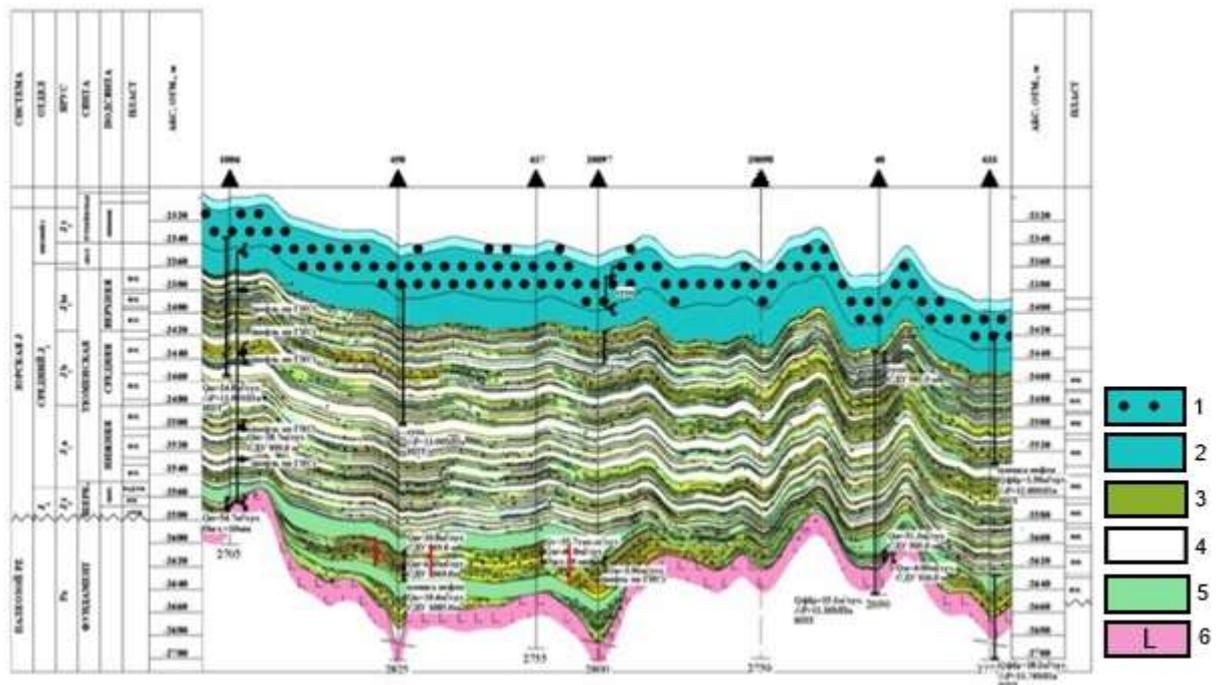


Рисунок 9- Геологический разрез Ем-Еговской площади:

1 – битуминозные аргиллиты, 2 - аргиллиты, 3 - песчаник нефтенасыщенный, 4 – глины, 5 – песчаник водонасыщенный, 6 - доюрский комплекс.

### Каменная площадь

Всего в разрезе Каменной площади выделено три нефтегазоносных комплекса: среднеюрский, баженовско-абалакский, аптский. Следует уточнить, что в районах, где отложения тюменской свиты залегают непосредственно на фундаменте, залежи коры выветривания относятся к среднеюрскому нефтегазоносному комплексу.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения тюменской свиты (пласты ЮК<sub>2,9</sub>) и базальный пласт.

Баженовско-абалакский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения баженовской (пласт ЮК<sub>0</sub>) и абалакской (пласт ЮК<sub>1</sub>, П) свит и выделяется в разрезе всех площадей.

Аптский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения викуловской свиты (пласты ВК<sub>1-3</sub>).

Кора выветривания на Каменной площади вскрыта на абсолютных отметках -2245-2660 м и имеет площадное распространение. Залежи нефти связаны с коллекторами, образовавшимися в результате выветривания, выщелачивания и разрушения пород фундамента, представленных в пределах Каменной площади преимущественно сланцами и эффузивами. Всего выявлено четыре залежи, как правило, приуроченных к сводовым, реже к присводовым частям локальных поднятий. Границы залежей проводились с большой долей условности - через середину расстояний между скважинами, вскрывшими коллекторы, и скважинами, в которых коллекторы отсутствуют. Тип залежей - стратиграфически экранированные.

Размеры залежей составляют от 4х3 км до 10,5х5,7 км, с максимальной высотой залежи 81 м. Эффективные толщины коллекторов изменяются в пределах от 1,2 до 5,2 м. Максимальный дебит нефти составил 57,6 м<sup>3</sup>/сут на диаметре штуцера 12 мм. проницаемость 0,0259 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,12-0,2 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,68-0,81 д.е.

Базальный пласт тюменской свиты вскрыт на Каменной (три залежи нефти) и на Ем-Еговской (одна залежь нефти) площадях на абсолютных

отметках -2300-2637 м. Притоки нефти получены из коллекторов порового типа, выделенных по данным ГИС (Упс 10 – 30 мВ, приращение по микрозондам, глинистая корка) в нижней части тюменской свиты, в зоне перехода к доюрским образованиям и характеризующихся улучшенными коллекторскими свойствами (коэффициент пористости  $K_p$  до 17 %) и повышенными сопротивлениями (до 150 Ом\*м), что не типично для нефтенасыщенных пород пластов ЮК<sub>2-9</sub>. Границы залежей определены условно, по середине расстояния между скважинами, вскрывшими потенциальные коллекторы, и скважинами, в которых отложения базального пласта отсутствуют. Самая крупная залежь нефти связана с выступами фундамента на Каменном и Ай-Торском поднятиях: по направлению к сводовым частям поднятий коллекторы выклиниваются и на погружениях замещаются непроницаемыми породами.

При испытании пласта были получены фонтанные притоки нефти дебитами от 5,5 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере (скважина 554р) до 270 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере (скважина 573р) и непереливающие притоки нефти дебитами от 0,16 м<sup>3</sup>/сут при СДУ 1442,2 м (скважина 6р) до 10,75 м<sup>3</sup>/сут при СДУ 1537,5 м. Размеры залежи 32x10 км, высота залежи 240 м, эффективные нефтенасыщенные толщины от 1,2 до 17,6 м., проницаемость 0,022 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,14-0,17 д.е., насыщенность связанной водой 0,23 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,68-0,74 д.е. Тип залежи пластовая стратиграфически и литологически экранирована.

Промышленная нефтеносность в пласте ЮК<sub>0</sub> баженовской свиты выявлена на Каменной площади в двух залежах, связанных со сводовыми частями Кальмановского и Ай-Торского+Каменного поднятий; и одна залежь - на Ем-Еговской площади. Пласт вскрыт на абсолютных отметках -2160-2401 м. В отложениях баженовской свиты преобладают коллекторы с преимущественно вторичной емкостью, представленной кавернами и трещинами. Нефтенасыщенные коллекторы встречаются по всему разрезу баженовской свиты в виде линзовидных тел, гидродинамическая связь которых достаточно

однозначно не установлена. Линзовидные тела коллекторов находятся в разных частях разреза свиты и, чередуясь с непроницаемыми породами, в плане образуют мозаичное поле нефтеносности. Размеры залежей составляют: Кальмановская залежь 4,5x2,9 км, высота залежи 73 м; Ай-Торская+Каменная залежь – 16,3x5,0 км, высота залежи 111 м; Ем-Еговская залежь – 17,5x13 км, высота 100м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 3,0 до 9,2 м. ВНК в залежах не установлен. Максимальный приток нефти получен в результате испытания скважины 550р Ай-Торской-Каменной залежи и составил 116,5 м<sup>3</sup>/сут на 10-мм штуцере, проницаемость 00152 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,125-0,144 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,9 д.е.

Залежи нефти относятся к литологически экранированным.

Залежи нефти в отложениях викуловской свиты (пласты ВК<sub>1-3</sub>) являются основным объектом разработки на Ем-Еговской и Каменной площадях.

Продуктивные пласты имеют площадное распространение. Кровля свиты вскрывается на абсолютных отметках -1328-1466 м. Толщина викуловской свиты достигает 120-130м. Коллектор представлен песчано-алевролитовыми отложениями.

На Каменной площади контур нефтеносности пласта ВК<sub>1</sub> объединяет Ай-Торское, Кальмановское, Сеульское и Каменное поднятия в единую залежь. Размеры залежи составляют 21,5x28,0 км, высота 43 м. ВНК в залежи принят на отметках –1455-1458 м. Дебиты нефти по залежи изменяются в пределах от 3,0 м<sup>3</sup>/сут при Нсду=560 м до 15 м<sup>3</sup>/сут на 2-мм штуцере, проницаемость 0,022 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,25 д.е., насыщенность связанной водой 0,1 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,47-0,5 д.е. От нижележащего пласта ВК<sub>2</sub> он отделяется выдержанным глинистым прослоем, иногда опесчаненным.

Пласт ВК<sub>2</sub> вскрыт на абсолютных отметках –1422-1491.7 м. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются в пределах от 1,4 до 21,2 м. Выделяется восемь малодебитных залежей нефти с размерами от 5,4x2,1 км до 14x6,2 км с максимальной высотой 25 м., проницаемость 0,032 мкм<sup>2</sup>, пористость

0,22-0,26 д.е., насыщенность связанной водой 0,1 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,47-0,54 д.е.

Пласт ВК<sub>3</sub> вскрыт на абсолютных отметках -1434.8-1506 м. Эффективные толщины пласта изменяются в пределах от 4,0 до 20 м. Выделено четыре малодобитные залежи нефти, самая крупная из которых имеет размер 9,0х4,0 км, проницаемость 0,0212 мкм<sup>2</sup>, пористость 0,21-0,25 д.е., насыщенность связанной водой 0,1 д.е., начальная нефтенасыщенность 0,39-0,54 д.е.

Разделение пластов ВК<sub>2</sub> и ВК<sub>3</sub> в ряде скважин является в некоторой степени условным, так как глинистый прослой, разделяющий эти пласты, претерпевает значительные фациальные изменения по площади и разрезу. Толщина этого прослоя изменяется от 0,8 до 7,5 м [13].

#### Пальяновская площадь

В пределах Пальяновской площади промышленные притоки нефти получены из осадков викуловской (пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub>), тутлеймской (пласт ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>), абалакской (пласт ЮК<sub>1</sub>), тюменской (пласты ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>6</sub>) свит и базального слоя [14].

Запасы нефти отложений викуловского горизонта на Пальяновской площади Красноленинского месторождения утверждены в ГКЗ СССР в 1986 году. На 01.01.2009 г. на государственном балансе числятся запасы нефти по пластам ВК<sub>1</sub>, ВК<sub>2</sub>, ЮК<sub>0</sub>-ЮК<sub>0</sub><sup>1</sup>, ЮК<sub>1</sub>, ЮК<sub>4</sub>, ЮК<sub>2-3</sub>, ЮК<sub>6</sub> и базальному пласту.

По состоянию изученности на 01.01.2009 года в пределах лицензионного участка северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения пробурено 110 скважин, из них 37 разведочных, две водозаборных и 71 эксплуатационная скважина, из них 3 горизонтальных и одна скважина с зарезкой второго ствола. Отложения викуловского горизонта вскрыты 108 скважинами. Отложения юры вскрыты 35 скважинами из них 25 – разведочные. Породы фундамента на Пальяновской площади вскрыты 29 скважинами [15]. Структура залегания пластов и категорий запасов в пределах Пальяновского лицензионного участка представлено на рисунке 10.

Пласт  $ВК_1$  расположен непосредственно под толщей глин нижнехантымансийской подсвиты, толщина которой составляет 135-150 м. Песчано-алевролитовые образования пласта  $ВК_1$  имеют повсеместное распространение в пределах исследуемой территории. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются в пределах от 3,9 м (скв. № 1308, № 9226) до 11,4 м (скв. № 414Р). Пласт  $ВК_1$  достаточно уверенно прослеживается в разрезах скважин по качественным геофизическим характеристикам (отрицательная аномалия ПС, сужение диаметра скважины по каверномеру, положительное приращение на микрозондах и кривых РК). От нижележащего пласта  $ВК_2$  он отделяется выдержанным глинистым прослоем, характеризующимся незначительным уменьшением амплитуды на диаграммах ПС, понижением кажущихся сопротивлений и увеличением глинистости по кривым РК.

Залежь нефти приурочена к собственно Пальяновскому и Сиговскому локальным поднятиям. Вскрыта залежь 24 разведочными скважинами на а.о. - 1384-1418 м. Опробование пласта  $ВК_1$  проведено в 12 скважинах.

Основываясь на данных испытания скважин и интерпретации материалов ГИС ВНК по пласту  $ВК_1$  принимается на а.о. -1420 м.

Размеры залежи по внешнему контуру в пределах лицензионного участка (ВНК залежи раскрывается на запад) составляют 19,5 x 8,2 км, высота залежи 41 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,9 м (скв.1320) в центральных частях структуры до 2 м (скв.30Р) в краевых зонах. Залежь пластовая сводовая. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по площади залежей составляет 2,3 м. Пласт является продолжением аналогичного пласта Ем-Еговской площади. Максимальные толщины порядка 15 метров находятся в районе скважин 414Р и 423Р [16].

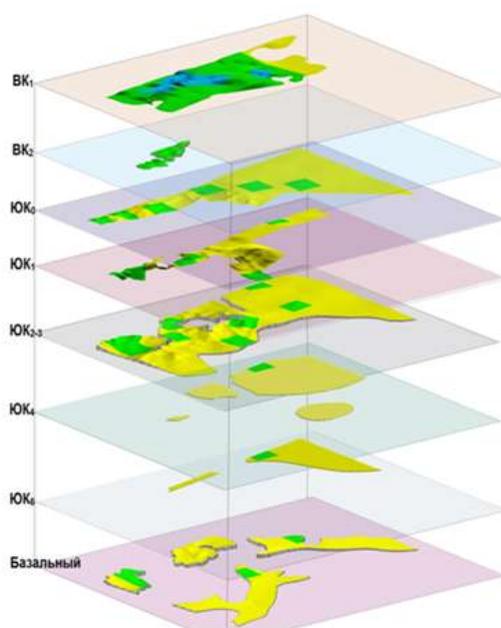


Рисунок 10 - Структура залегания пластов и категорий запасов Пальяновского Л.у.

Пласт ВК<sub>2</sub> вскрыт на абсолютных отметках -1398.7-1439.7 м. Песчано-алевролитовые образования пласта ВК<sub>2</sub> широко распространены в пределах исследуемой площади. Коллекторы пласта замещаются глинами и сильно глинистыми алевролитами в пределах небольшого участка в районе скважины № 21Р, который разделяет нефтенасыщенные коллектора на две залежи. Суммарные эффективные толщины коллекторов изменяются от 1,4 м (скв.№1308) до 14,4 м (скв.№23Р).

Залежь на севере от зоны глинизации вскрыта девятнадцатью скважинами на абсолютных отметках -1396,4-1410,5 м.

По результатам испытания с учетом данных ГИС ВНК северной залежи принят на а.о. -1410 м.

Размеры залежи в пределах лицензионного участка составляют 4,2 x 2,1 км, высота залежи 23 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 м (скв.1365) до 5.4 м (скв.543Р). Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

Залежь на юге от зоны глинизации вскрыта в семи скважинах. Чисто нефтяная зона выделяется по скв. № 9322, где по ГИС нефть до подошвы на а.о. -1422,3 м.

Учитывая результаты пуска в эксплуатацию и данные ГИС, ВНК залежи принят на а.о. -1420 м.

Размеры залежи по внешнему контуру 2,2x1,7 км. Высота залежи 18,5 м. Нефтенасыщенные толщины от 0,9 м (скв. №12338) до 10,1 м (скв. №9323). Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

В плане пласт  $ВК_2$  разделен непроницаемой областью, характеризующейся скважиной 21Р, на две залежи, имеющие разные уровни ВНК [15].

#### 2.4 Свойства пластовых жидкостей и газа

На Талинском месторождении глубинные пробы нефти отобраны из пластов ЮК10 (146 скважин) и ЮК11 (18 скважин). Глубинные пробы нефти отбирались с помощью пробоотборников ВПП-300. Компонентный состав пластовых, разгазированных нефтей и нефтяных газов определялся методом газожидкостной хроматографии на приборах типа ЛМХ-8МД. Поверхностные пробы нефти отбирались с устья добывающих скважин [17], [18]

Таблица 4- Свойства нефти продуктивных горизонтов Талинского л.у

	ЮК10	ЮК11
Пластовое давление МПа	19-25	22,6-25,7
Пластовая температура 0С	98-105	98-107
Давление насыщения МПа	11,8-22,6	11,2-19,7
Газосодержание м3/т	181-375	141,5-254,9
Газовый фактор при условиях сепарации м3/т	140-340	147-218
Объёмные коэффициент	1,46-1,98	1,39-1,73
Плотность нефти	602-677	620-675
Объёмный коэффициент при усл. сепарации	1,37-1,77	1,4-1,57
Вязкость нефти мПа*с	0,25-0,55	0,3-0,5
Коэффициент объёмной упругости 1/МПа*10-3	17,3-34,0	17,2-23,6
Плотность нефти при усл. сепарации кг/м3	802-812	806-815

Как видно из таблицы 4, пластовые нефти находятся в условиях повышенных пластовых давлений и высоких пластовых температур. Свойства нефтей в пределах залежей изменяются в широком диапазоне. Так, газосодержание составляет от 140 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Давление насыщения нефти газом по ряду скважин (около 30 % от общего объема исследований) равно или выше пластового давления. Плотность разгазированной нефти невелика, что связано не только с индивидуальными свойствами нефти, но и с выносом на поверхность конденсата, образующегося в пласте при фильтрации газонефтяной смеси в депрессионной воронке.

Молярная доля метана в пластовых нефтях горизонта ЮК10 изменяется в широких пределах (22-44 %). В нефтях пласта ЮК11 эта величина составляет 25-32 %. Для нефтей характерно преобладание нормальных углеводородов над изомерами, что характерно для нефтей Западной Сибири.[17]

Нефть пласта ЮК11 тяжелее, диапазон изменения молекулярной массы составляет 85-95, в то время как в нефти пласта ЮК10 он равен 67-89.

Нефтяные газы стандартной сепарации высокожирные, коэффициент жирности газов обоих пластов около 100.

Разгазированные нефти пластов ЮК10, ЮК11 малосернистые, с выходом фракций до 350 °С больше 45 %, парафинистые, малосмолистые, маловязкие, легкие.

Анализ данных по химическому составу вод показал, что на обоих пластах отмечаются воды как хлоркальциевого, так и гидрокарбонатного типов. Установлена тенденция к снижению минерализации и содержания практически всех ионов на пласте ЮК11 независимо от типа воды. В пластовых водах наблюдается присутствие сульфат ионов до 39 мг/л. Исследуемая пластовая вода нестабильна в отношении образования карбонатов кальция и магния. Были проведены исследования химического состава воды, рН по скважинам и на основании полученных данных сделан расчет показателя стабильности. Было установлено, что 30 % обследованного фонда скважин имеют попутно добываемую воду с показателем стабильности более 0,5. Это говорит о том, что

эти скважины являются солеобразующими. В связи с этим проводятся мероприятия, направленные на борьбу с отложениями солей в скважинах [19].

## 2.5 Гидрогеологическая характеристика

В разрезе мезозойско-кайнозойских отложений Ем-Ёговской площади Красноленинского свода выделяют два гидрогеологических этажа: юрско-сеноманский и олигоцен-четвертичный, раздробленные водоупором (700-750 м.) турон-олигоценового возраста [19].

В нижем этаже по особенностям солевого состава подземных вод в Красноленинской НГО выделяют три гидрогеологических комплекса: юрский, аптский, альб-сеноманский, разделённые водоупором юрского и нижнемелового возраста. По смежным районам в составе нижнего этажа выделено 4 комплекса, включая, кроме упомянутых, ещё неокомский проницаемый комплекс. В Красноленинской НГО и на окраинных участках Шаимского района (Ловинско-Потонайском, Яхлинском) разрез неокома, как известно, представлен преимущественно глинистыми породами фроловской свиты и не содержит проницаемых водоносных пластов.

К юрскому проницаемому комплексу в описываемом районе по близкому составу вод, их удельному весу, минерализации отнесены проницаемые породы шеркалинского горизонта тюменской свиты (нижний разработанный объект ЮК<sub>10</sub><sup>11</sup>), линзовидные верхней части той же свиты (верхний объект ЮК<sub>2</sub><sup>9</sup>), распространяется, главным образом, в прогибах и на крыльях локальных поднятий в границах Талинского палеорукава, а также проницаемые интервалы верхней части фундамента (коры выветривания), имеющие локальное распространение. Толщина комплекса составляет 730м по тюменской свите плюс 70м по вскрываемой части фундамента. Покрышкой его и водоупором служит 700 метровая толща преимущественно глинистых пород верхней юры (абалакская, баженовская свиты), барриас-воланжина и готтерив-барема (фроловская свита), нижней части апта (кошайская свита).

Водообильность комплекса по данным опробования или дебиты скважин по воде, как и дебиты их по нефти, находятся примерно в равных соотношениях. Дебиты скважин по нефти колеблются от долей до нескольких м<sup>3</sup>/сут по верхнему объекту ЮК<sub>2</sub><sup>9</sup> до 150-200 м<sup>3</sup>/сут и более по шеркальскому горизонту. То же самое явление наблюдается и по притокам пластовой воды. Дебиты скважин по воде из пластов по Ем-Ёговской до 19-34 м<sup>3</sup>/сут. По верхним линзовидным пластам дебиты воды значительно ниже (5-15 м<sup>3</sup>/сут). Лишь в единичных случаях встречаются водообильные линзы (35-66 м<sup>3</sup>/сут - пласт ЮК<sub>8</sub><sup>9</sup>; 91 м<sup>3</sup>/сут - скв.121; 7,6-38,4 м<sup>3</sup>/сут по пластам ЮК<sub>2</sub><sup>8</sup>) или скважины оказываются практически сухими. На Ем-Ёговской площади наблюдаются малодебитные скважины с притоками 1,0-10,5 м<sup>3</sup>/сут.

Следовательно, с шеркалинским горизонтом района связывается максимальная водообильность продуктивных пластов юрского разреза (как максимальная нефтенасыщенность и продуктивность этого объекта). Аптский водоносный комплекс объединяет проницаемые отложения викуловской свиты апт-нижнеальбского возраста, суммарной толщиной 280 м. Глинистой покрывкой (водупором) служит нижняя подсвита ханты-мансийской свиты толщиной 160 м. Наиболее изучены проницаемые пласты ВК<sub>1</sub> и ВК<sub>2</sub><sup>3</sup>, находящиеся в разработке на Ем-Ёговской площади. Водообильность песчано-алевролитовых пород из-за их линзовидного строения аналогична верхнему объекту тюменской свиты Талинского месторождения. Дебиты скважин по воде на Ем-Ёговской площади в большинстве случаев колеблются от 0,4 до 20-43 м<sup>3</sup>/сут (скв.3, 536).

Олигоцен-четвертичный гидрогеологический этаж в составе атлымской, новомихайловской, туртасской свит и четвертичных отложений, общей толщиной 200 м, представленных преимущественно песчано-алевролитовыми породами, представляет практический интерес для организации хозяйственно питьевого водоснабжения.

Атлымско-новомихайловский водоносный горизонт является основным для централизованного водоснабжения, приурочен к нижней песчаной части

одноименной свиты, распространенной по всей площади за исключением Няганьского участка, где он полностью размыт. Кровля его залегает на глубине от 20 до 100 м, подошва ограничивается глубиной залегания морских водоупорных глин толщиной до 750 м. На большей части своего распространения горизонт перекрыт глинистыми осадками новомихайловской свиты и имеет напорный характер, величина напора значительно меняется по площади и составляет в среднем 140 м, статический уровень чаще всего прослеживается на глубине 5-10 м.

Литологически вмещающие породы представлены средне- и мелкозернистыми песками: аллювиальными, аллювиально-озерными, озерными, с маломощными редкими прослоями глин и алевролитов. Коэффициент фильтрации водосодержащих песков составляет 1-10 м/сут, производительность скважин - 0,7-21,4 л/с.

Четвертичный водоносный горизонт приурочен к среднечетвертичным песчаным отложениям и подстилается водоупорными глинами водно-ледникового генезиса. Водовмещающими породами являются кварцевые пески от среднезернистых до тонкозернистых, глинистых, содержащих линзы и прослои глин. Толщина горизонта составляет в среднем 20 м, пьезометрический уровень установлен на глубине 3-7 м. Коэффициент фильтрации водосодержащих песков 3-5 м/сут. Дебиты скважин изменяются от долей до 10л/с. это обусловлено резкой и частой сменой литосостава четвертичных отложений. Воды горизонта пресные, гидрокарбонатномагниево-кальциевые. Отмечено повышенное содержание железа (3,6-7,0мг/л) и марганца, пониженное - фтора (0,05-0,3мг/л) [20].

Для целей поддержания пластового давления в нефтяных залежах рекомендуется использовать воды альб-сеноманского комплекса, наиболее близкие по составу к водам продуктивных пластов, что обеспечивает вымывающую способность коллектора и повышает нефтеотдачу

Разрез мезозойско-кайнозойских отложений Красноленинской НГО представлен чередованием достаточно однородных и выдержанных по площади

мощных песчано-глинистых толщ, которые формировались в обстановке нормальных морских и крупных опресненных бассейнов, что позволяет уверенно выделить в его пределах ряд водоносных комплексов, отделенных друг от друга практически водонепроницаемыми водоупорами.

Отложения тюменской свиты на Каменной площади Красноленинского месторождения безводные.

Сверху вниз по разрезу обособляются:

1. Толща континентальных (аллювиальных, аллювиально-озерных) песчано-глинистых и пелитовых отложений олигоцен-четвертичного возраста, включающая журавскую, новомихайловскую и атлымскую свиты, которые содержат грунтовые и напорные пресные воды зоны свободного водообмена. Комплекс представляет практический интерес как источник хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения. Общая мощность комплекса ориентировочно составляет 150-200 м.

Комплекс подстилается толщей глин пластичных, реже песчанистых, известковистых, опоковидных турон-олигоценового возраста (чеганская, люлинворская, талицкая, ганькинская, березовская и кузнецовская свиты), надежно отделяющих его от нижележащих водосодержащих пород нижнего гидрогеологического этажа.

2. Комплекс сеноман-альбских алеврито-песчаных с прослоями глин отложений уватской свиты и верхнехантымансийской подсвиты мощностью около 400 м. От нижележащих проницаемых аптских пород они отделены толщей глин ниже-хантымансийской подсвиты мощностью порядка 150 м.

3. Комплекс песчано-алевритовых пород, перемежающихся с прослоями и пластами глин, верхне-викуловской подсвиты мощностью 150 м.

Подстилается мощной аргиллито-глинистой толщей (до 650 м) кошайской, фроловской, тутлеймской и абалакской свит келловей-аптского возраста.

4. Комплекс песчано-глинистых отложений ниже-среднеюрского возраста (тюменская свита) мощностью 0-330 м, включающий выветрелую зону (до 65 м) фундамента палеозоя [19].

### **3. Состав углеводородов и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих районов**

#### **3.1 Состав хемофоссилий (биомаркеров) – отражение условий формирования и источника исходного нефтематеринского вещества**

В вопрос о генезисе нефти могут внести существенный вклад исследования состава ОВ, а в частности изучение хемофоссилий, соединений, унаследовавших структуру биологических предшественников.

На сегодняшний день существуют две основные гипотезы образования нефти: органическая (осадочно-миграционная) и неорганическая (абиогенная). Также существует и “космическая теория” В.Д. Соколова, полагающая вземной характер происхождения нефти. Сторонники неорганической гипотезы предполагают образование нефти в глубоких недрах Земли из воды, углеродсодержащих газов и карбидов металлов [21]. Согласно органической гипотезе образования нефти, ОВ в значительных количествах накапливалось в осадках водных бассейнов и далее, претерпев термическое преобразование на значительной глубине, мигрировало в пласты коллекторы.

Образование нефти абиогенным путем, по всей видимости, происходило в геологической истории Земли преимущественно до возникновения жизни. После чего, вероятно, начинает преобладать органический нафтидогенез [22].

В 1934 году в составе нефти были обнаружены металлопорфирины [23] и алифатические изопреноиды (в 1962 году) – продукты преобразования растительного хлорофилла. Вскоре последовало открытие стеранов, гопанов и других УВ-биомаркеров [24], подтвердивших обоснованность органического нафтидогенеза. На сегодняшний день в распоряжении исследователей имеется множество биомаркеров и рассчитываемых на основе их состава параметров, которые делают возможным реконструкцию палеоусловий образования нефтематеринского вещества.

Состав каждой нефти уникален и несет в себе информацию о её происхождении и путях преобразования. Современные исследователи применяют для этих целей соединения четырех классов: алканы (н-алканы, изопреноиды), полициклические нафтены (стераны, гопаны и другие терпаны), арены (алкилбензолы, нафталины, фенантрены и др.) и различные гетероатомные соединения, в частности, металлопорфирины [25].

Наличие в породах комплексов порфиринов с ванадилем и преобладание в составе стеранов характерных для фитопланктона изомеров  $C_{27}$  указывает на преимущественно морской генезис ОВ [26],[27],[28]. Присутствие периленов свидетельствует о мелководности бассейна седиментации, а никелевых порфиринов – на отсутствие сероводородного заражения придонных вод [29].

Отношение изопреноидов пристана ( $i-C_{19}$ ) к фитану ( $i-C_{20}$ ) часто используется для оценки окислительно-восстановительных условий в бассейне седиментации ОВ [29], [30];, поскольку фитан образуется из фитола в бескислородных условиях и, наоборот, образование пристана требует, чтобы верхний слой осадка был хорошо или умеренно аэрируемым. Однако следует учитывать, что высокое содержание пристана в осадках может быть обусловлено существенным вкладом в формирование состава ОВ биомассы некоторых видов бактерий [31] или широкого развития в бассейне зоопланктона [32].

Состав н-алканов характеризует вклад в ОВ липидов различных биопродуцентов. Основными компонентами фитопланктона в ряду  $C_{14}$ - $C_{31}$  являются  $C_{15}$  и  $C_{17}$ , иногда  $C_{21}$  н-алканы [31], [32]. Для наземной растительности характерно преобладание  $C_{27}$ ,  $C_{29}$  и  $C_{31}$  н-алканов, причем доминирующее количество этих "нечетных" высокомолекулярных алканов сохраняется даже в глубоко погруженных отложениях [31], хотя с глубиной преобладание "нечетных" (индекс CPI) несколько сглаживается. Для водорослей, обитавших в прибрежно-морских обстановках, характерно преобладание  $C_{21}$ ,  $C_{23}$  и  $C_{25}$  гомологов [31]. Такое различие в составе н-

алканов, образующихся при фоссилизации различных организмов, позволяет распознавать основной источник исходного ОВ древних пород.

Согласно литературным данным с увеличением степени термической преобразованности органического вещества отмечается возрастание расчетной отражательной способности витринита ( $R_c$ ) и отношения изомеров  $C_{27}$  гопанов  $T_s/T_m$ , происходит снижение отношения изопреноидных к нормальным алканам, коэффициент нечетности (CPI) стремится к единице. В зрелом ОВ величина отношения  $S/R$  изомеров гопанов  $C_{32} - H_{32}$  ( $S/R$ ) и  $T_s/T_m$  больше 1,  $П/н-C_{17}$  и  $Ф/н-C_{18}$  меньше 0.5.

### **3.1.1 Металлопорфирины**

Порфирины - тетрапиррольные органические соединения, которые находятся в природе в виде комплексов с магнием, никелем, ванадием и железом [33]. Порфирины впервые в геологических объектах были обнаружены Келлером в 1879 г, а в нефтях и породах порфирины в 1934 году обнаружил А.Трейбс и описал найденные соединения как комплексы с ванадием и железом [34].

Устойчивость порфиринового макроцикла обеспечила сохранность тетрапиррольных пигментов в различных геологических условиях, а данные о составе и особенностях строения нефтяных порфиринов могут способствовать решению проблем, связанных с происхождением нефти [35].

Источником порфиринов считается хлорофилл, который в процессе диагенеза разрывает связь между тетрапиррольным кольцом и боковой цепью, образуя металлопорфирины и реликтовые изопреноидные алканы. [36] (Рисунок 11).

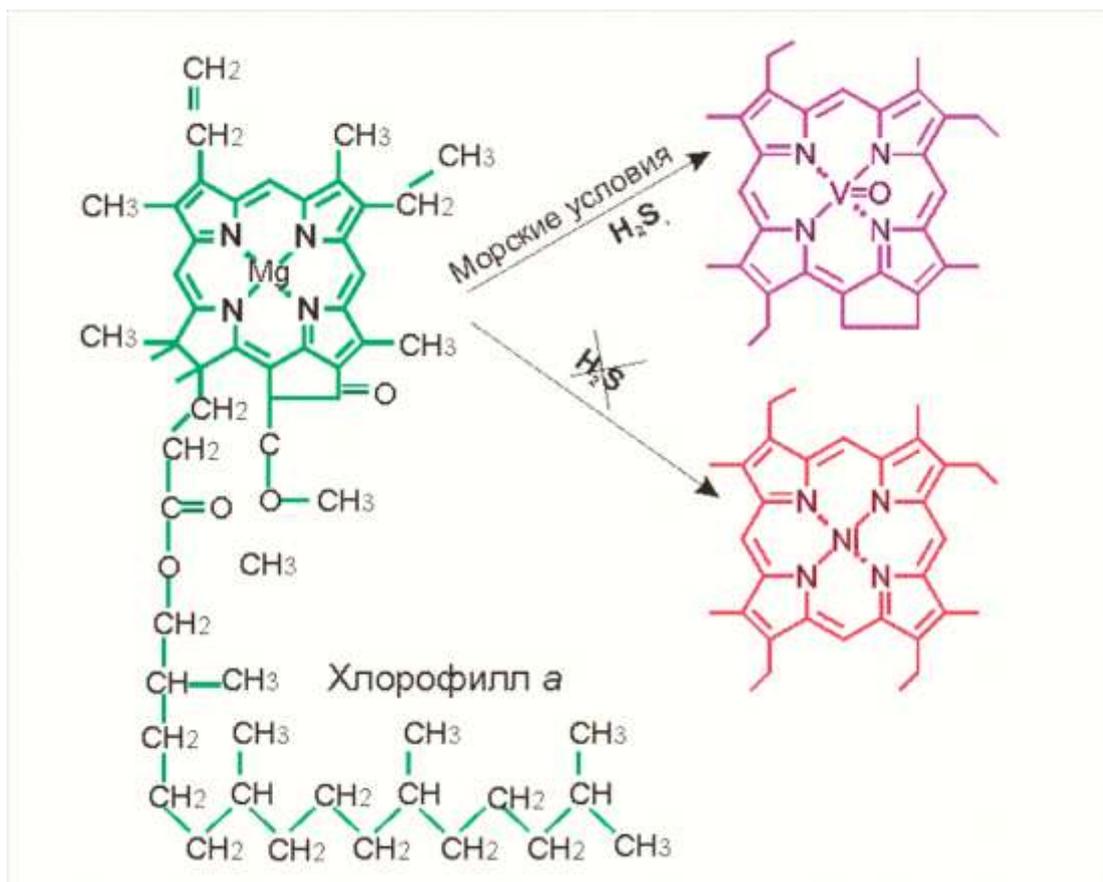


Рисунок 11 – Образование комплексов порфиринов

Состав металлопорфиринов зависит от условий осадконакопления. При нормальных окислительно-восстановительных условиях никелевые порфирины образуются охотнее, чем ванадиловые комплексы порфиринов. Но условия сероводородного заражения бассейна седиментации способствует осаждению никеля в виде его сульфида, а восстановление пентавалентного ванадия позволяет образоваться большему количеству ванадиловых порфиринов [37]. Поэтому величину доли ванадиловых комплексов в смеси металлопорфиринов используют чтобы оценить окислительно-восстановительные условия и наличие сероводородного заражения в бассейне седиментации. Никелевые порфирины, при низком содержании ванадиловых порфиринов, обычно преобладают в озерных осадках. Повышенное содержание ванадиловых комплексов характерно для морской среды, обогащенной солями ванадия. Таким образом, состав металлопорфиринов свидетельствует об условиях накопления исходного ОВ.

### 3.1.2 Алканы

#### Нормальные алканы

Составляют самую многочисленную и широко распространенную группу соединений и регулярно используются в геохимическом анализе.

Несомненно, что характер распределения алканов в нефтях является отражением состава исходного вещества. Так, преобладание C15 и C17 гомологов в молекулярно-массовом распределении n-алканов (Рисунок 12а ) свидетельствует о преимущественном вкладе низших водорослей в исходное ОВ [38]. Преимущественное содержание исходной биомассы континентального генезиса — липидов высших растений — приводит к появлению нефтей с относительно высоким содержанием нормальных алканов C25—C33 [39] как показано на Рисунок 12 Б. Превалирование n-алканов C21, C23 и C25 характерно для высших водных растений прибрежной зоны

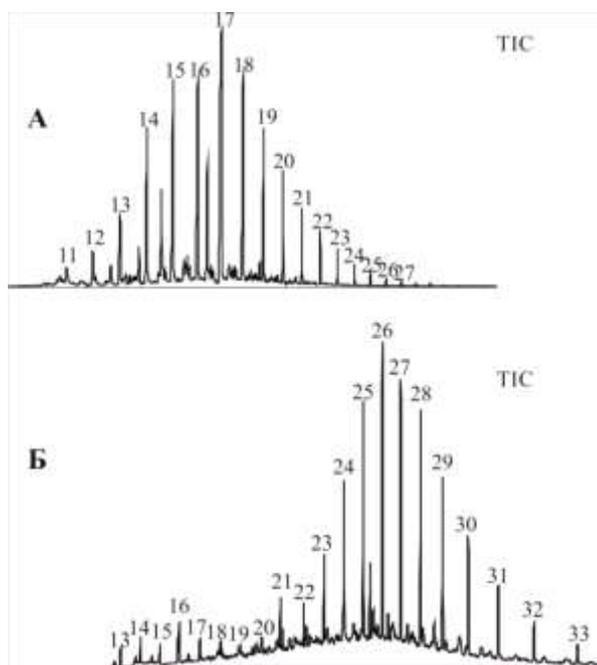


Рисунок 12 – А - Масс-хроматограммы распределения n-алканов в нефти Арчинской площади [49]; Б - в нефтепроявлении в Хакасии [50].

Состав *n*-алканов отражает также степень термического преобразования ОВ. В процессе седиментогенеза в осадках преобладают молекулы с нечетным числом атомов углерода. В процессе катагенеза количество нечетных алканов постепенно снижается, а отношение нечетных алканов к четным выравнивается и приближается к единице [40]. Поэтому предложенный индекс СРІ может быть использован для оценки термической преобразованности ОВ:

$$CPI = 2 * (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}) / (C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}) + (C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34})$$

Значения СРІ, близкие к единице характеризуют нефть как зрелую [49]. Считается что при максимуме нефтегенерации значения индекса изменяются в пределах 0,9-1,3. Однако, на этот параметр влияют многие факторы, например, такие как, тип керогена, вследствие чего ОВ равной степени зрелости может характеризоваться различными значениями индекса СРІ [38]. Поэтому слабое преобладание нечетных молекул само по себе не всегда свидетельствует о высоком уровне зрелости ОВ, но оно может указывать на отсутствие *n*-алканов терригенного генезиса.

### Изопреноидные алканы

Изопреноидные алканы (Рисунок 13) широко распространены в составе молекул биологического исходного [24].



Рисунок 13 - Структурные формулы фитана и пристана

Среди параметров, основанных на составе изопреноидных алканов, наиболее часто используется соотношение пристан/фитан. В процессе окисления и восстановления боковой цепи хлорофилла образуются соответственно пристан (Pr) и фитан (Ph) [40]. Следовательно, отношение Pr/Ph свидетельствует об окислительно-восстановительных условиях в бассейне седиментации в процессе накопления ОВ. Значения отношения Pr/Ph <1 обычно связывают с резко восстановительной средой осадконакопления, Pr/Ph 1-1,5 – с восстановительной средой, Pr/Ph 1,5-2,0 – со слабо восстановительными или окислительными (субокислительными) условиями и Pr/Ph >2 – с окислительными условиями осадконакопления [51, 52]. Это отношение иногда применяется в качестве корреляционного параметра, так как оно свидетельствует о происхождении ОВ [32, 33, 34].

Используются и другие биомаркерные параметры, такие как отношение Pr/nC17 и Ph/nC18 - для определения генезиса и геохимических обстановок преобразования ОВ в диагенезе [35]. Для нефтематеринских пород, которые отлагались в открытых водоемах, отношение Pr/nC17 меньше 0.5, а для торфяно-болотных отложений больше 1 [36]. Эти отношения, а также Pr/Ph должны использоваться с осторожностью, потому что определенные микроорганизмы формируют ОВ с высоким содержанием пристана, что вносит свой вклад в соотношения нормальных и изопреноидных алканов.

Таким образом, нормальные и изопреноидные алканы могут служить для определения условий накопления ОВ и оценки его термического преобразования.

### **3.1.3 Нафтеновые углеводороды**

Среди УВ нефти значительный интерес представляют полициклические соединения (нафтены). Наиболее высокая концентрация нафтенных углеводородов характерна для вязких и смолистых нефтей.

Строение этих соединений и их структурные изменения используются для установления природы и условий преобразования ОБ [40].

### Стераны

Стераны являются одними из ведущих представителей тетрациклических насыщенных углеводородов (Рисунок 14).

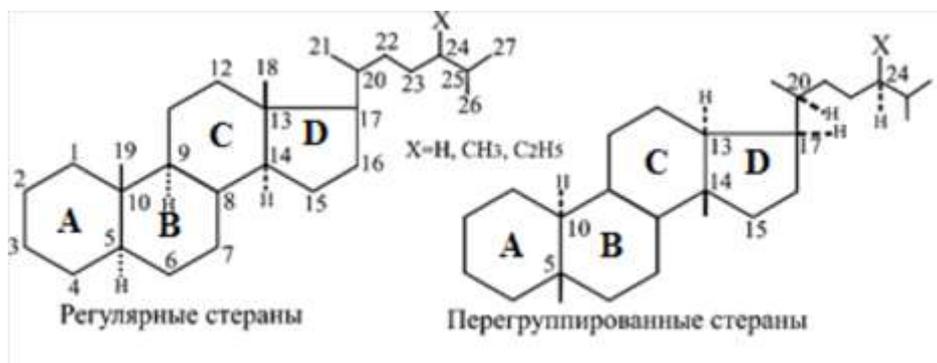


Рисунок 14 - Структурные формулы стеранов

Основными предшественниками стеранов являются стеролы. Они являются компонентами мембран эукариотических клеток, а также иногда встречаются в прокариотах [40-42]. В процессе нефтеобразования стеролы теряют полярную группу с образованием стеранов.

Стераны имеют масс-спектр с преобладанием пиков с  $m/z$  217 и 218 это обусловлено разрывом связей 13 – 17 и 14 – 15 (Рисунок 14), т.е. в месте сочленения циклопентанового кольца D с кольцом C [43].

### Терпаны

Среди терпанов в составе нефтей определяют би- (сесквитерпаны), три- и пентациклические углеводородные соединения.

#### Пентациклические терпаны

Пентациклические терпаны (Рисунок 15) представлены гопанами, моретанами. Существуют гопаны конфигурации  $17\alpha\text{H}, 21\beta\text{H}$  - нефтяной и  $17\beta, 21\beta\text{H}$  - биологический. Кроме того, в нефтях в небольших концентрациях встречается моретаны углеводороды с  $17\beta, 21\alpha$ -конфигурацией.

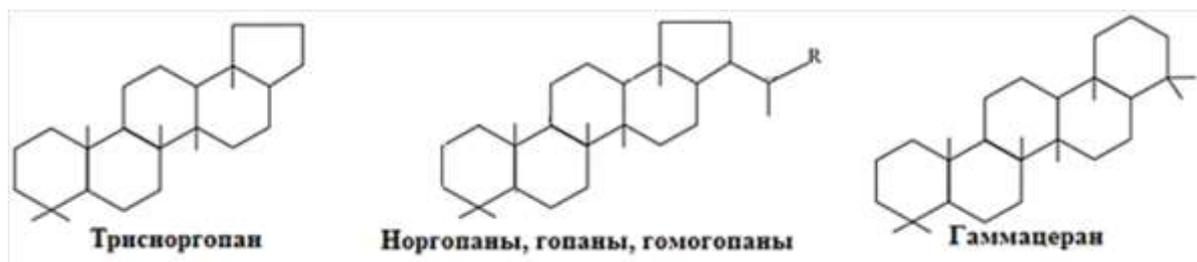


Рисунок 15 - Структуры гопанов: R = H (норгопан), CH<sub>3</sub> (гопан), C<sub>2</sub>H<sub>5</sub> ... C<sub>6</sub>H<sub>13</sub> (гомогопаны)

Норопан H<sub>29</sub> и гопан H<sub>30</sub> встречаются практически во всех природных объектах и зачастую в значительных количествах, поэтому, отношение H<sub>29</sub>/H<sub>30</sub> часто используется для разделения ОВ на семейства. Нефти которые образовались в богатых ОВ карбонатно-эвапоритовых породах, таких как кальцит, галит, гипс, ангидрит, показывают отношение H<sub>29</sub>/H<sub>30</sub> близкое к единице [43, 44], в остальных преобладает гопан.

Отношение более термодинамически устойчивых изомеров трасноргопана и норгопана Ts к изомеру Tm, а также перегруппированных диагопанов к нормальным могут быть использованы для оценки термической преобразованности нефти.

Таким образом, стераны и терпаны являются важными маркерами условий осадконакопления и термического преобразования ОВ. Тем не менее, анализ литературных данных показывает неоднозначность некоторых из них. Поэтому для достоверного воссоздания условий трансформации ОВ в процессе нефтеобразования и установления источника, генерировавшего нефти, необходимо совместно рассматривать несколько классов соединений.

### 3.1.4. Ароматические углеводороды

Для оценки зрелости ОВ используется метилфенантеновый индекс:

$$MPI=1,5*(2MP+3MP)P+1MP+9MP$$

Метилфенантроновый индекс служит для расчета величины отражательной способности витринита ( $R_c = 0.6 MPI + 0.4$ ) [46], которая, в свою очередь, позволяет определить степень термической преобразованности ОВ (таблица 5).

Таблица 5 – Соотнесение стадий катагенеза с расчетной отражательной способностью витринита

Стадия	Подстадия	$R_o^*$	Марка углей	
Протокатагенез	ПК <sub>1</sub>	<0,3	Буроугольные (Б)	
	ПК <sub>2</sub>	0,3 – 0,4		
	ПК <sub>3</sub>	0,4 – 0,5		
Нефтеобразование				
Мезокатагенез	МК <sub>1</sub>	0,5 – 0,65	Длиннопламенные (Д)	
	МК <sub>2</sub>	0,65 – 0,85	Газовые (Г)	
	Газообразование			
	МК <sub>3</sub>	0,85 – 1,15	Жирные (Ж)	
	МК <sub>4</sub>	1,15 – 1,55	Косовые (К)	
Апокатагенез	МК <sub>5</sub>	1,55 – 2,00	Ототносно-спекающиеся (ОС)	
	АК <sub>1</sub>	2,0 – 2,5	Тошние (Т)	
	Метаморфизм			
	АК <sub>2</sub>	2,5 – 3,5	Полуантрацитовые (ПА)	
	АК <sub>3</sub>	3,5 – 11	Антрацитовые (А)	

\* $R_o$ -отражательная способность витринита.

Правомочность использования  $R_c$  для оценки термической преобразованности ОВ подтверждена в работе [47].

### 3.2 Методика исследования нефтей

#### Выделение и анализ фракций углеводородов и металлопорфиринов

Для выделения углеводородов (УВ) и металлопорфиринов из нефти использовали метод колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии. Хроматографическую колонку длиной 400 мм с внутренним диаметром 20 мм заполняли окисью алюминия четвертой степени активности (по Брокману) в весовом соотношении нефть –  $Al_2O_3$ , равном 1:50. Адсорбент смачивали гексаном. Навеску нефти наносили на адсорбент и элюировали растворителями увеличивающейся полярности: гексан, четыреххлористый

углерод, бензол и смесью бензол – хлороформ в соотношении 1:1. Фракция, элюируемая гексаном, содержала концентрат УВ, четыреххлористым углеродом – никелевые комплексы порфиринов, бензолом и смесью бензол-хлороформ – комплексы с ванадилем. Все фракции исследовали спектрофотометрически. Съемку спектров проводили в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре «Specord UV-Vis» в растворе хлороформа. Концентрацию пигментов (С, моль/г) рассчитывали по формуле Ламберта – Бера:

$$C = D \cdot V \cdot 10^9 / l \cdot m \cdot \varepsilon ,$$

где D – оптическая плотность, которая соответствует высоте пика характерного для полосы поглощения 436 нм (перилен), 550 нм (никелевые порфирины) и 570 нм (ваандилпорфирины);

$\varepsilon$  – коэффициент экстинкции, составляющий  $4,0 \cdot 10^4$  л/моль·см,  $2,7 \cdot 10^4$  л/моль·см и  $2,9 \cdot 10^4$  л/моль·см, соответственно;

V – объем исследуемого раствора, л;

m – навеска нефти, г;

l – толщина кюветы, см.

Параллельно хроматографическому разделению нефти концентрирование порфиринов для последующего спектрофотометрического исследования проводилось высокотемпературной спирт-ацетоновой экстракцией [47]. Для этого 1 г сырой нефти помещали в круглодонную колбу и приливали 500 мл этилового спирта. Колбу соединяли с обратным холодильником, устанавливали на водяную баню и кипятили в течение двух часов. Экстракт отстаивали в течение 12–24 часов (медленное охлаждение раствора предотвращает соосаждение порфиринов с частично растворившимися в горячем спирте смолами). Затем экстракт фильтровали через бумажный фильтр на воронке Бюхнера. Остаток на фильтре помещали в колбу с остатком нефти, добавляли 250 мл ацетона и кипятили в течение одного часа. Экстракт фильтровали, затем упаривали. Оба полученных

экстракта растворяли в хлороформе и исследовали спектрофотометрически. Для более точного определения концентрации металлопорфиринов экстракты объединяли (при большом содержании смол в исследуемых экстрактах), упаривали и наносили на окись алюминия четвертой степени активности для дальнейшего хроматографического разделения и спектрофотометрического анализа.

Концентрат УВ, полученный методом жидкостно-адсорбционной хроматографии, анализировали методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС). ГЖХ осуществляли на газовом хроматографе Perkin-ElmerSigma 2В с применением газо-ионизационного детектора и капиллярной колонки SE-52. В качестве газа-носителя использовали гелий. Режим съемки – линейное программирование температуры со скоростью 4 градуса в минуту от начальной температуры 100<sup>0</sup>С до 290<sup>0</sup>С. Анализ концентратов УВ методом ХМС проводили на магнитном хромато-масс-спектрометре DFS фирмы "Thermo Scientific" (Германия). Разделение осуществляли на кварцевой капиллярной хроматографической колонке фирмы "Agilent" с внутренним диаметром 0.25 мм, толщиной 0.25 мм, длиной 30 м и неподвижной фазой DB-5MS; газ-носитель – гелий.

### **3.3 Изучение особенностей состава УВ и металлопорфиринов нефтей Красноленинского свода и прилегающих районов**

Доюрские, ниже- и среднеюрские отложения Западной Сибири рассматривались ранее в ходе региональных и детальных исследований в работах многих исследователей: Е.Е. Даненберга, А.Э. Конторовича, Ю.Н. Карогодина, Г.П. Мясниковой, А.Г. Мухер, И.И. Нестерова, А.А. Нежданова, Г.Г. Шемина, Е.А. Претеченской, В.И. Шпильмана, М.В. Самолетова, Н.Н. Немченко, Ю.А. Барташевича, В.А. Талдыкина и многих других. В то же

время, исследования состава нефтей Красноленинского свода и их генезиса весьма ограничены. К таким работам могут быть отнесены исследования состава алканов и ароматических углеводородов нефтей из средней юры и триаса двух месторождений Красноленинского свода, близость которых подтвердила высказанное ранее предположение о юрском источнике нефти в залежи доюрского основания [53], [54].

Отсутствуют данные о составе других нефтей, составе нафтеновых углеводородов и металлопорфиринов.

Чтобы восполнить имеющиеся пробелы нами исследован состав металлопорфиринов, нормальных и изопреноидных алканов, насыщенных и триароматических (TAS) стеранов, гопанов и фенантронов девяти образцов нефти Красноленинского свода и шести – смежных территорий (рис. 16). Нефти получены из отложений палеозоя, юры и нижнего мела (табл. 6)



Рисунок 16 - Расположение исследованных площадей

Таблица 6 - Характеристика исследованных образцов нефтей

Шифр нефти	Площадь	№ Скв.	Возраст (пласт)	Интервал отбора	Тпл., °С
2	Ем-Еговская	1120	K <sub>1</sub> (BK <sub>1</sub> <sup>2</sup> )	1553-1587	н.д.*
3	Ем-Еговская	1142	J <sub>2</sub>	2543-2640	н.д.
4	Ем-Еговская	500	J <sub>2</sub> + Pz	2443-2660	102
5	Талинская	115	J <sub>2</sub>	2612-2624	н.д.
6	Талинская	103	J <sub>2</sub>	2645-2652	85
17	Талинская	1900	J <sub>2</sub>	2391-2397	88
16	Талинская	127	J <sub>1</sub>	2722-2730	101
7	Каменная	16	J <sub>2</sub> + Pz	2441-2496	120
8	Пальяновская	P-53	Pz	3046-3074	135
9	Филипповская (Приуральская НГО)	9	Pz	1972-1983	н.д.
10	Убинская (Приуральская НГО)	335	Pz	1901-1908	83
13	Восточно-Толумская (Приуральская НГО)	1519	J <sub>3</sub> (Π)	1833-1844	н.д.
1	Лунгорская (Фроловская НГО)	30	J <sub>2</sub>	3101-3144	н.д.
11	Приразломная (Фроловская НГО)	114	K <sub>1</sub> (BC1)	2448-2456	н.д.
12	Ханты-Мансийская (Фроловская НГО)	5	J <sub>1</sub> +Pz	3062-3152	108

\*Нет данных

## РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Большинство исследованных нефтей содержат металлопорфирины в виде комплексов с ванадилем (VO-P) Только в нефтях нижней юры Талинской площади, наряду с ванадиловыми, в подчиненном количестве присутствуют комплексы с никелем (Ni-P), а в одной из нефтей Ем-Еговской площади, залегающей на небольшой глубине, зафиксирован перилен (Per). Пигменты отсутствуют в глубоко залегающих нефтях восточного склона Красноленинского свода (Пальяновская площадь), прилегающих районов Фроловской НГО (Ханты-Мансийская и Лунгорская площади), а также в нефтях из коллекторов средней юры-палеозоя Каменной площади и верхней юры Восточно-Толумской площади Приуральской НГО (табл.7).

Таблица 7 - Параметры состава нефтей

Шифр нефти	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	16	17
Содержание пигментов															
VO-P#	0	66	50	29	1	7	0	0	17	25	0	0	33	48	0
Ni-P#	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0
Per#	0	79	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Параметры состава алканов															
Pr/Ph	1,30	0,70	0,66	1,58	1,06	1,10	1,20	0,98	0,96	1,11	0,88	0,92	0,60	1,1	3,5
norPr/Pr	0,89	1,35	1,21	0,53	0,68	0,86	1,02	1,37	1,10	0,90	1,29	1,68	0,86		
Pr/C17	1,06	0,43	0,51	1,03	0,77	0,76	0,43	0,33	0,38	0,51	0,42	0,42	0,39	0,72	0,56
Ph/C18	0,67	0,50	0,59	1,04	0,86	0,87	0,37	0,42	0,51	0,55	0,57	0,49	0,98	0,64	0,18
nC17/nC27	1,87	2,67	2,75	4,42	2,58	2,73	3,01	3,21	4,44	2,84	2,45	1,66	3,21	3,70	3,40
CPI-1	1,11	1,09	1,04	1,16	0,90	1,03	1,12	1,02	1,07	1,10	1,07	1,01	0,96		
CPI-2	0,95	0,97	1,02	0,76	0,88	1,02	0,92	0,80	0,92	0,93	0,98	0,93	0,84		
Параметры состава гопанов															
Ts/Tm	0,76	–		2,88	1,23	1,53	–	–	1,25	1,14	–	0,54	0,99		
29Hops	0,22	0	0,33	0,27	0,27	0,21	–	0,26	0,17	0,25	0,34	0,36	0,24		
30Hops	0,87	–	0,87	0,73	3,68	0,65	–	0,65	0,75	0,67	0,61	0,81	0,75		
31Hops	0,55	0	0,40	0,58	0,00	0,77	–	0,67	0,75	0,67	0,59	0,41	0,62		
29Ts/29Tm	0,76	–		2,88	1,23	1,53	–	–	1,25	1,14	–	0,54	0,99		
Dia/NorM	1,54	–	1,78	0,00	0,68	0,66	–	–	–	1,39	–	1,38	–		
Hop/Mor	9,41	–		1,36		2,10	–	–	9,32	6,54	3,82	7,14	8,11		
NorH/NorM	5,73	–	3,97	1,38	3,26	1,88	–	–	–	4,76	–	8,18	–		
Параметры состава TAS															
20+21/tot	1,37	0,19	0,38	0,26	0,47	0,16	0,66	0,95	0,30	0,23	0,15	0,31	0,27		
28S/R	0,77	1,01	1,00	1,23	0,86	1,44	0,90	1,75	1,13	1,98	1,09	1,18	–		

Продолжение табл. 7													
Шифр нефти	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Параметры состава стеранов													
DiaSt	0,92	0,32	0,61	0,63	0,67	0,82	0,69	1,06	0,57	0,56	0,55	0,40	0,13
St29S/R	1,19	1,06	2,29	0,80	0,79	0,69	0,36	1,36	1,90	1,36	1,15	1,20	0,72
St29I/R	1,16	1,56	1,43	1,13	1,45	0,59	2,07	1,56	1,18	1,13	1,13	1,37	0,67
St27Iso	0,56	0,46	0,57	0,37	0,47	0,38	0,56	0,53	0,53	0,55	0,54	0,32	0,26
St28Iso	0,43	0,49	0,44	0,51	0,46	0,58	0,47	0,47	0,46	0,47	0,40	0,36	0,27
St29Iso	0,51	0,55	0,50	0,65	0,58	0,56	0,47	0,50	0,51	0,49	0,58	0,98	1,38
St29/Tt30	0,84	0,74	1,07	0,48	0,39	0,58	–	2,49	1,40	1,38	0,51	1,39	1,45
Параметры состава фенантронов													
MP(3+2/9+1)	0,89	0,61	0,74	0,81	0,93	0,72	1,01	0,76	0,74	0,64	0,89	0,83	1,32
MPI(1)	0,74	0,60	0,69	0,73	0,86	0,54	0,97	0,81	0,71	0,58	0,77	0,68	0,56
MPI(2)	0,86	0,57	0,73	0,78	0,89	0,57	0,97	0,81	0,69	0,65	0,78	0,73	0,45
Rc(Ro<1.35)	0,70	0,64	0,68	0,69	0,74	0,61	0,79	0,72	0,68	0,63	0,71	0,67	0,62
MPR#нмоль/г	1,36	0,71	0,86	0,90	1,07	1,13	1,25	1,13	1,09	1,06	1,37	1,26	1,39

Отсутствие пигментов в нефтях может быть следствием их разрушения при воздействии повышенных пластовых температур, а наличие в нефтях преимущественно ванадиловых комплексов порфиринов указывает на морской бассейн, в котором происходило накопление исходного нефтематеринского вещества. Наличие в нефти из нижнего мела Ем-Еговской площади перилена свидетельствует о мелководности бассейна (прибрежная зона или озеро), в котором отлагался органический материал, генерировавший в последствии эту нефть.

Состав стеранов указывает на источник большинства нефтей – ОВ осадков, отлагавшихся в открытом море и вблизи береговой линии. Только нефть из нижнего мела Приразломной площади генерирована ОВ, сформированным, видимо, преимущественно наземными растениями (рис. 17).

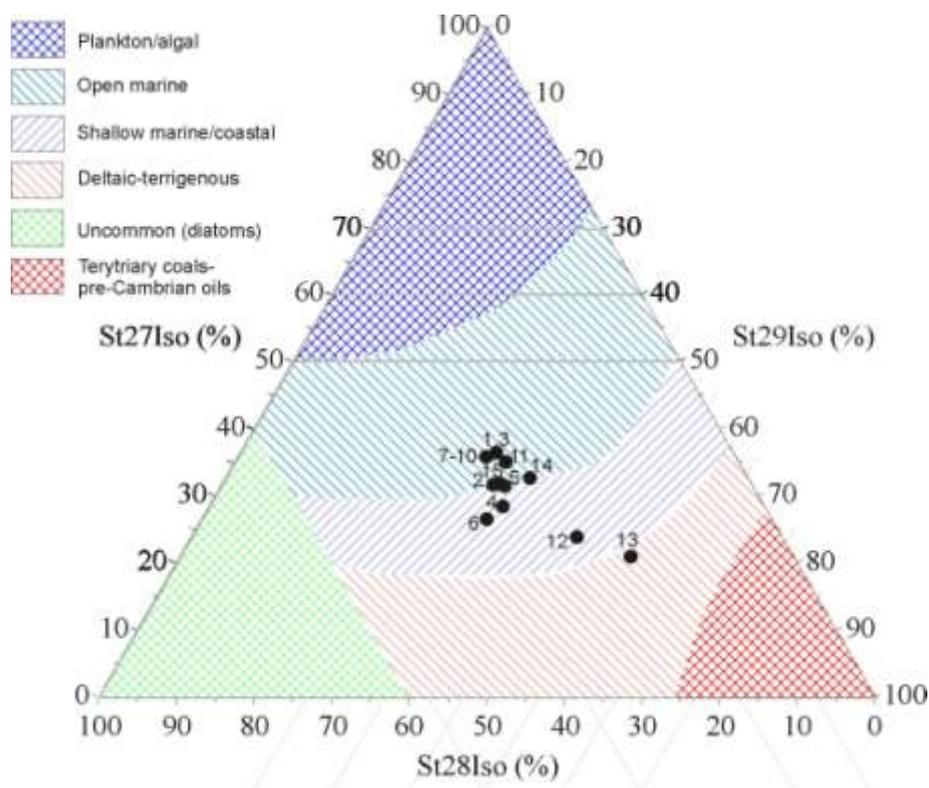


Рисунок 17 - Состав стеранов нефтей (интерпретация в соответствии с Huang&Meinshein, 1979): 1-15 – см. шифр нефтей в табл 7.

В соответствии с особенностями состава гопанов, происхождение всех нефтей может быть связано с морскими глинистыми осадками (рис. 18).

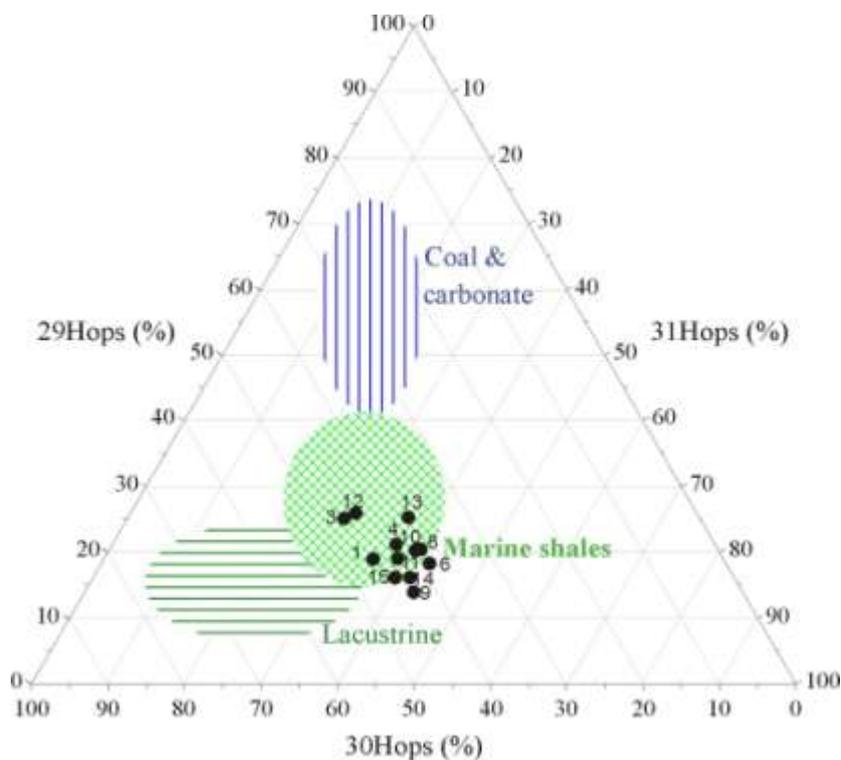


Рисунок 18 - Состав гопанов нефтей : 1-15 – см. шифр нефтей в табл. 7

По параметрам состава алканов практически все нефти относятся к группе «нормальных» нефтей (рис. 19). Только одна из нефтей средней юры Талинской площади может быть отнесена к группе высокопарафинистых нефтей, а отсутствие в ней ванадилпорфиринов при относительно низкой пластовой температуре указывает на ее возможный континентальный генезис.

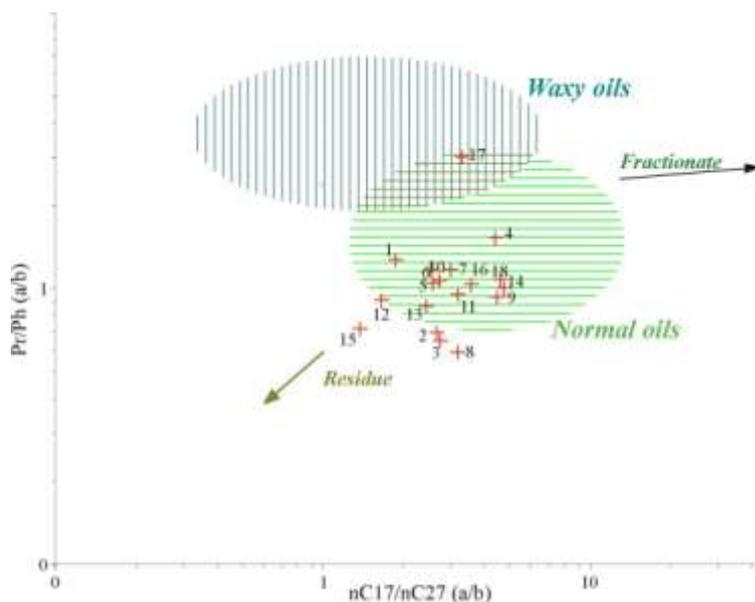


Рисунок 19- Группировка нефтей по составу алканов: 1-15 – см. шифр нефтей в табл.

Пониженные значения отношения  $nC_{17}/nC_{27}$  при невысоких  $Pr/Ph$ , отмеченные для нефтей из нижнемеловых и среднеюрских коллекторов Ем-Еговской площади, указывают на возможный отток части флюида из соответствующих залежей. Это же может быть причиной повышенных концентраций в этих нефтях металлопорфиринов, которые за счет своей высокой полярности прочно сорбируются породой коллектора и накапливаются в остаточном флюиде.

Величины отношения  $Pr/Ph$ , не превышающие в большинстве 1,6, показывают, что их исходный органический материал накапливался в восстановительной среде. В то же время, соотношение стеанов ( $St_{29}$ ), гопанов ( $Tt_{30}$ ) и изопреноидов пристана ( $Pr$ ) и фитана ( $Ph$ ) указывает на возможную генетическую неоднородность набора исследованных нефтей (рис. 20), образующих 3 группы.

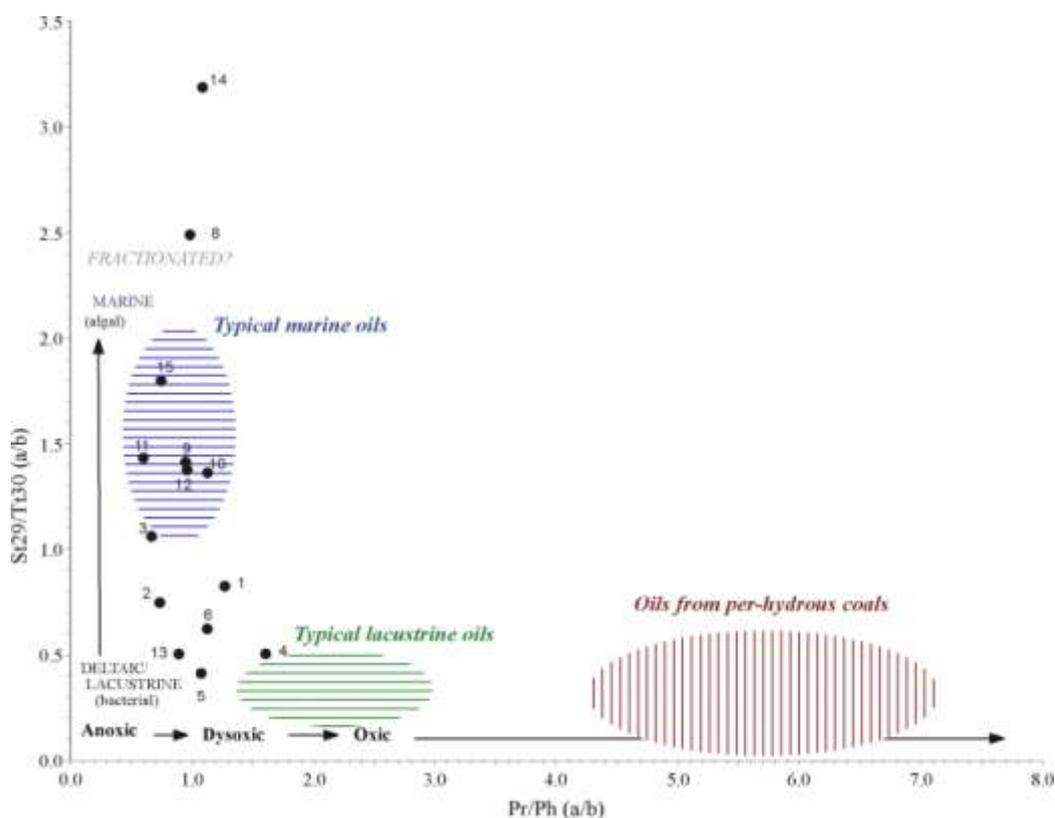


Рисунок 20 - Обстановка накопления исходного нефтематеринского вещества по соотношению стеанов, гопанов и изопреноидов: 1-15 – см. шифр нефтей в табл. 7

В зону нефтей, генерированных ОБ, отлагавшемся в озерах, попадает одна из нефтей средней юры Ем-Еговской площади. Остальные нефти этой площади, а также Лунгорской, Талинской и Приразломной ложатся в область обстановок, промежуточных между озерными и морскими, а в область морских нефтей – большинство нефтей палеозоя и меловая нефть Фроловской НГО.

Величина коэффициентов «нечетности» (CPI) большинства исследованных нефтей находится в рамках, соответствующих зрелым. Соотношение изопренодных и нормальных алканов также показывает, что среди нефтей отсутствуют незрелые разности (рис.21)

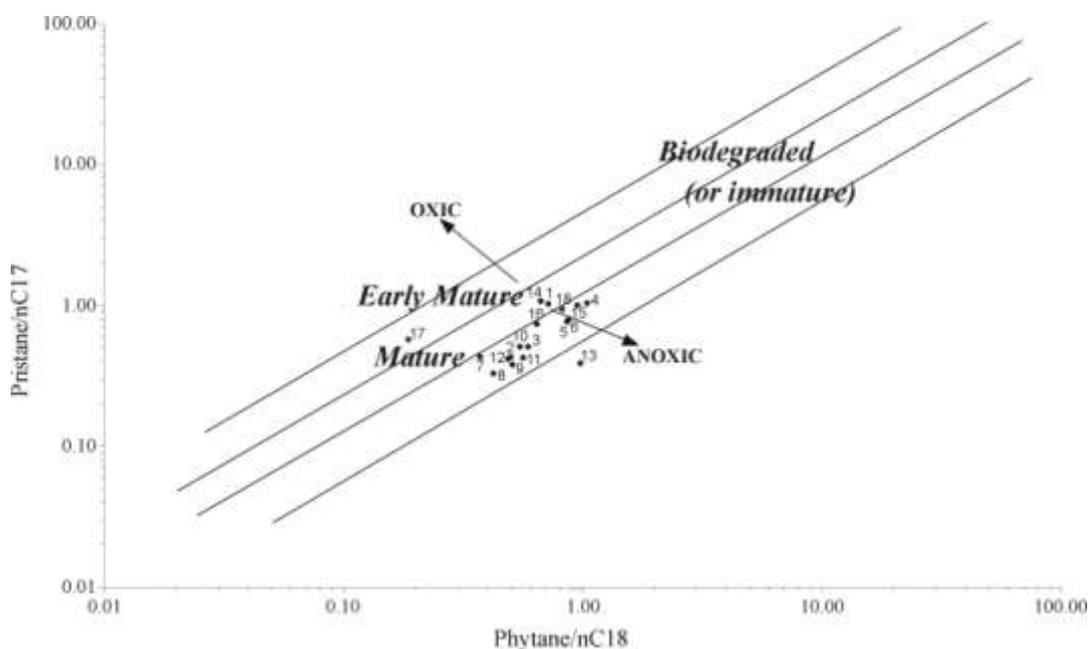


Рисунок 21 - Зрелость нефтей по соотношению изопреноидных и нормальных алканов: 1-15 – см. шифр нефтей в табл. 7

Об этом же свидетельствует состав гопанов (рис. 22). Но эти данные получены не для всех нефтей, поскольку гопаны во многих нефтях присутствуют в невысоких концентрациях, часто представлены очень узким набором соединений, а в нефти Каменной площади они отсутствуют. Состав стеранов и триароматических стеранов (табл 7) согласуется с параметрами зрелости, рассчитанными для алканов и гопанов.

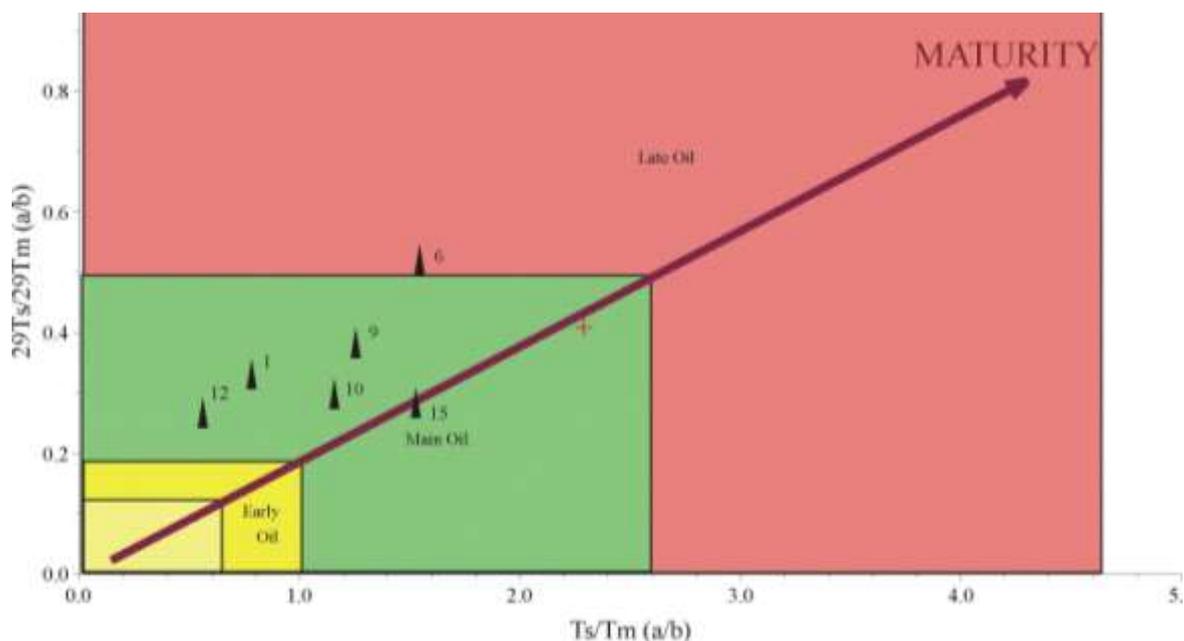


Рисунок 22 - Зрелость нефтей по соотношению гопанов: 1-15 – см. шифр нефтей в табл. 7

Параметры состава фенантронов указывают на термическую преобразованность нефтей, соответствующую стадиям катагенеза МК1-МК2 (рис. 23), что соответствует началу и середине главной фазы нефтеобразования.

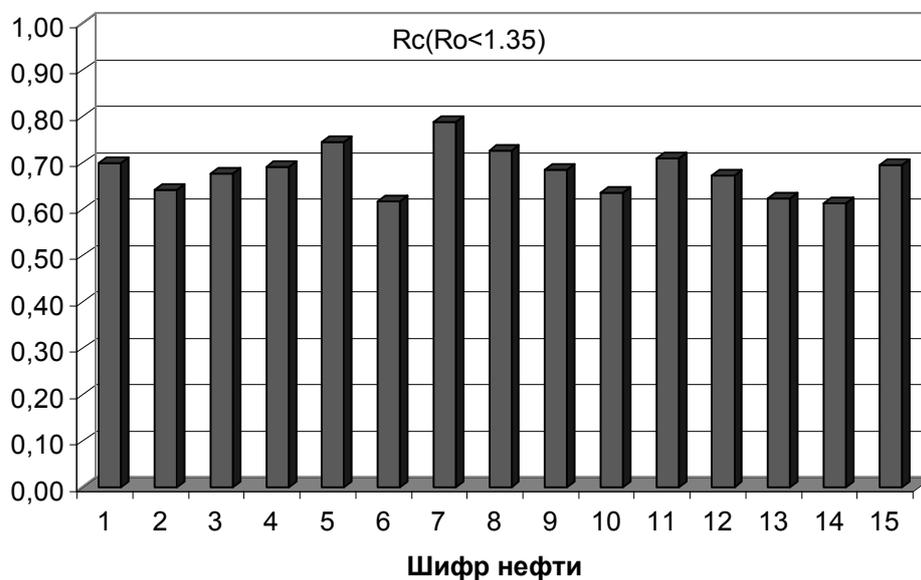


Рисунок 23 - Расчетная отражательная способность витринита для нефтей: 1-15 – см. шифр нефтей в табл.7

Таким образом, совокупность данных о составе алканов, гопанов, стеранов, триароматических стеранов и фенантронов характеризуют исследованные нефти Красноленинского свода и прилегающих районов как зрелые. Тем не менее, свидетельствует о разнородности некоторых из них. Так даже на одной площади (Талинская), нефти из среднеюрских отложений включают нефти, исходный органический материал которых накапливался в восстановительных условиях, а одной из них – в окислительных. Согласно состава всех исследованных классов соединений нефти из палеозоя генерированы органическим веществом, сформированным преимущественно в морской восстановительной среде. Источником части нефтей из юрских отложений служило органическое вещество, также отлагавшееся в морских, но части – прибрежно-морских, и единично – континентальных условиях.

#### **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Основная цель магистерской диссертации заключается в выявлении генезиса нефтей Красноленинского свода по данным о составе реликтовых углеводородов и металлопорфиринов. Для достижения этой цели необходимо провести ряд лабораторных работ по определению геохимических характеристик нефтей (в количестве 15 проб с 10 площадей) Красноленинского свода. Для осуществления поставленной цели было необходимо выполнить следующие основные задачи:

- произвести отбор проб нефтей;
- выполнить качественно лабораторные исследования ;
- оформить результаты анализов в виде отчета.

В данной части магистерской диссертации представлена сметная стоимость проведения работ, которые могут быть поделены на три группы: полевые, лабораторные и камеральные.

Сметная стоимость составляется с использованием нормативно правовых документов:

- Сборник сметных норм на геологоразведочные работы за 1992 год выпуск №1, №7 (ССН-92, Вып.1, Вып.7);
- Инструкция по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы;
- Сборник норм основных расходов на геологоразведочные работы за 1993 год выпуск №1 (СНОР-93, Вып.1);
- Справочник базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства за 1999 год (СБЦ -99).

##### **4.1 Расчет затрат времени, труда, материалов, оборудования**

###### **Полевые работы**

В процессе проведения полевых работ приходится выполнять передвижения между пунктами наблюдения. Протяженность таких передвижений во многом определяется освоенностью территории исследования и организацией производства конкретной разновидности работ. Нормирование передвижений проводится в зависимости от вида передвижения, используемых транспортных средств, категории проходимости местности, группы дорог и других нормообразующих факторов.

В состав полевых работ входят передвижения на транспорте, виды, номер нормы времени и планируемые объемы работ представлены в таблице 1.

Протяженность маршрутов посчитана с помощью средств электронных карт Яндекс карты. Протяженность маршрутов всего: пеших 3 км, на транспорте 458 км

Расчет затрат времени ( $N_i$ ) по каждому виду работ производился по формуле:

$$N_i = H_{вр} \times V_i;$$

где  $H_{вр}$  – норма времени на выполнение единицы  $i$ -го вида проектируемых работ;

$V_i$  – объем  $i$ -го вида работ.

Затраты времени на передвижение, согласно ССН-92, вып. 1, ч. 1, т. 40, составили:

$$0,43 \cdot 3 / 10 \text{ км} = 0,129 \text{ бр/см}$$

по местности 1 категории проходимости на месторождении (равнинный и холмистый рельеф, обнаженные, покрытые мелкоземом, реже дресвой и щебнем; открытые, задернованные, с низким травостоем; открытые с твердым снежным настом; поросшие лесом средней густоты или редким без кустарника).

$$0,62 \cdot 458 / 100 \text{ км} = 2,84 \text{ бр/см}$$

по дорогам 3 категории (дороги гравийные и щебеночные разбитые (грунтовые, естественные)).

Всего затраты времени на передвижение при отборе проб составили 2,97 бр/см.

Затраты труда (в чел.-сменах) исполнителя –геолога, выполняющего пешие переходы или переезды на транспортных средствах, численно равны нормам длительности этой работы соответственно 0,43 и 0,62.

В состав работ по отбору проб входят работы, предусмотренные нормами ССН-92 вып. 1, ч. 4, глава 2: операции, связанные с обслуживанием рабочего места; мытье бутылок и пробок; наполнение бутылок нефтью; закупорка бутылок пробками; заполнение этикеток и прикрепление их к бутылкам; упаковка бутылок. Пробы нефти отбирались в пластмассовые бутылки емкостью 0,5 л.(ССН вып.7 гл.16 п.8) С каждого пункта отбиралось в общей сложности по 2 пробы (основная + контрольная). Всего было отобрано 30 проб.(15 л)

Расчет затрат времени на отбор проб согласно ССН, вып. 1, ч. 4, т. 48:

$$0,37*15/10=0,56 \text{ бр/см.}$$

Затраты труда (в чел.-сменах) исполнителя работы –геолога численно равны нормам длительности данной работы 0,37.

Таблица 8 - Перечень проектируемых работ

Виды работ	Единица работ	Номер нормы времени по ССН-92	Норма времени	Объем работ	Затраты времени (бр/см)	Затраты труда (чел/см)
Пешие переходы исполнителей между точками наблюдений	3 км	вып. 1, ч. 1, т. 40	0,43	0,3	0,129	0,43
Передвижения на автомобильном транспорте (типа УАЗ)	458 км	вып. 1, ч. 1, т. 40	0,62	4,58	2,84	0,62
Отбор проб нефти	30 проб	вып. 1, ч. 4, т. 48	0,37	1,5	0,56	0,37
<b>ВСЕГО</b>						<b>1,42</b>

Результаты расчета материальных затрат на проведение полевых работ приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Расчет материальных затрат на проведение полевых работ

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Бутылка пластиковая 0,5 л	шт	30	6	180
Скотч упаковочный	шт	1	43	43
<b>ВСЕГО</b>				<b>223</b>

Рассчитанная величина затрат комплекса полевых работ составляет руб. (табл. 10).

Таблица 10 - Расчет сметной стоимости полевых работ

Наименование	Должностной оклад, мес.	Затраты труда, чел/см	Затраты, руб.
Основная зарплата (геолог)	20 000	1,42	2826,2
Дополнительная зарплата 7,9%			223,3
Отчисления на соц. нужды 30% (2016 г.)			847,9
Итого зар/плата			3897,4
Материалы			223
Амортизация			0
Итого основных расходов			4120,4

### Лабораторные исследования

Лабораторные работы были проведены в лаборатории природных превращений нефти Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск.

Единичная расценка стоимости работ по выполнению полного анализа на содержание металлопорфиринов, и на определение компонентного состава алканов, гопанов, стеранов составляет 14300 руб

Всего было выполнено 18 анализов следовательно затраты на лабораторные работы составят  $1,8 \cdot 14300 = 25740$  руб. Материальные затраты составляют 10 % от стоимости лабораторных исследований и составляют 2574 руб.

### Камеральные работы

В состав камеральных работ входят работы по составлению таблиц и отчета по результатам лабораторных исследований с использованием машинописного ввода информации.

Согласно СБЦ-99 г. расценки камеральных работ лабораторных исследований составляют 15% от стоимости лабораторных работ.

Следовательно, затраты на камеральные работы составляют 3861 руб.

#### **4.2 Расчет затрат на оплату труда основных исполнителей работ**

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Затраты труда (чел/см) составляют 1,42,

Время пути между месторождениями фактическое составляет 14 часов. Расстояние равно 458 км с учетом дороги 3 категории средняя скорость 30 км/ч

Время на отбор проб составляет 12 часов, время на проведение анализов 12 часов

Исходя из затрат труда и времени в пути рассчитана заработная плата

Рассчитанная величина сметной стоимости заработной платы лаборанта химического анализа приведена в таблице 4.

Таблица 11 - Расчет сметной стоимости заработной платы лаборанта

Наименование	Должностной оклад, мес.	Затраты труда, чел/см	Затраты, руб.
Основная зарплата (лаборант)	15600	1,42	1017,4
Дополнительная зарплата 7,9%			80,4
Отчисления на соц. нужды 30% (2016 г.)			305,2
Итого зар/плата			1403

Расчет основной заработной платы сводится в таблице 12.

Таблица 12 - Основная заработная плата

№ п/п	Наименование должностей	Кол-во человек	Оклад (в рублях) в месяц	Заработная плата	Район.коэф-т (для ХМАО и Томска)	Итого зарплата (в рублях)
1.	Геолог	1	20000	3897,4	1,3	5066,6
2.	Лаборант химического анализа	1	15600	1403		1823,9
	Итого по зарплате:					<b>6890,5</b>

### 4.3 Расчет отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды, в пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и фонд страхования от несчастных случаев производятся согласно Федеральному закону от 14.12.2015 N 363-ФЗ «О бюджете Фонда социального страхования Российской Федерации на 2016 год», а также Федеральному закону от 28 ноября 2015 г. № 347-ФЗ "О внесении изменений в статью 33-1 Федерального закона "Об обязательном пенсионном страховании в Российской Федерации" и статью 58-2 Федерального закона "О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования" и представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Отчисления на социальные нужды (за время работы)

№ п/п	Вид отчисления	Общая сумма зарплаты (в рублях)	Ставка отчисления (в %)	Итого по каждому виду отчисления (в рублях)
1.	Пенсионный фонд	6890,5	22	1515,9
2.	Фонд социального страхования		2,9	199,8
3.	Фонд обязательного медицинского страхования		5,1	351,4
4.	Фонд страхования от несчастных случаев		1	69
	<b>Итого:</b>		<b>31</b>	<b>2136</b>

#### 4.4 Расчет затрат на специальное оборудование для лабораторных работ

Определение стоимости аренды спецоборудования производится по действующим прейскурантам. Стоимость оборудования учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений. Все расчеты по аренде оборудования, используемого для исполнения анализов, сведены в табл. 6.

Норма амортизации вычисляется линейным методом по формуле (Налоговый кодекс часть 2 глава 25 статья 259 п.1):

$$1/n \times 100\%;$$

где n – срок службы оборудования.

Таблица 14 - Расчет амортизации основного оборудования лаборатории за 12 часов работы

Наименование	Цена за единицу, принятая в СНОР (в рублях)	Срок службы	Ежемесячные амортизационные отчисления (в рублях)	Амортизационные отчисления (в рублях) за 12 часов
Хроматограф Perkin-ElmerSigma	808 000	10	6733,3	439
Магнитный хромато-масс-спектрометр DFS фирмы "Thermo Scientific"	1 392 000	20	5800	378
Спектрофотометр «Specord UVVis	409 500	10	3412,5	223
<b>Итого:</b>			15945,8	<b>1039,6</b>

Рассчитанная общая сметная стоимость магистерской диссертации представлена таблицей по форме СМ4 (табл.15).

Таблица 15 - Сметные нормы по статьям основных расходов

Статьи расхода	Сметная стоимость (в рублях)	Источник принятой нормы
1	2	3
Основная заработная плата	<b>6890,5</b>	
Отчисления на социальные нужды	<b>2136</b>	ФЗ от 14.12.2015 N 363
Материальные затраты	<b>2797</b>	СБЦ-99
Амортизация	<b>1039,6</b>	НК, ч.2, гл. 25, ст. 259, п.1
Итого основные расходы	<b>12863,1</b>	
Прочие накладные расходы 16%	2058	
<b>Всего:</b>		<b>14921,2</b>

Структура сметной стоимости основных расходов на проведение лабораторных работ по определению геохимических характеристик и состава нефти представлена на рис. 24.



Рисунок 24 – Структура сметной стоимости на проведение лабораторных работ по определению геохимических характеристик и состава нефтей Красноленинского свода.

Вывод: общая сметная стоимость работ составляет **14921,2** рублей, из них 46% составляет заработная плата, 19% составляют материальные затраты, амортизация 7% и по 14% отчисления на социальные нужды и прочие накладные расходы.

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1 Производственная безопасность**

#### **5.1.1 Анализ вредных факторов на месторождении**

##### *Отклонение показателей климата на открытом воздухе*

Разработка месторождения проводится круглый год. Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура составляет - 1,8, средняя температура самого холодного месяца - января составляет - 25, а средняя температура июля + 15. Средняя скорость ветра составляет 1,6-3,2 м/сек, иногда достигая 25м/сек. Среднегодовое количество осадков составляет 400-500 мм. Основная часть осадков (до 90%) выпадает в период с апреля по октябрь, чаще всего в виде дождей.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 16- Погодные условия при которых работы на открытых площадках приостанавливаются (Постановление от 16.12.2002 г. №370)

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5	-35
5,1-10	-25
10-15	-15
15,1-20	-5
Более 20	0

*Повышенный уровень шума на рабочем месте*

Геолог, находящийся непосредственно при бурении скважины подвергается повышенному уровню шума. Шум может создаваться работающим оборудованием: буровыми установками (БУ2900/175ЭР-П), машинами (ЗИЛ, КАМАЗ). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (80 дБА), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [55]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 12.

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, специальные глушители; антифоны, беруши, противозумные шлемы; проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических осмотров.

Таблица 17 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

#### *Отклонение показателей микроклимата в помещении*

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются: температура воздуха; температура поверхностей, относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

Одним из необходимых условий нормальной жизнедеятельности человека является обеспечение нормальных метеорологических условий в помещениях, оказывающих существенное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В рабочей зоне производственного помещения должны быть установлены оптимальные (таблица 13) и допустимые микроклиматические параметры.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [56] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха, равной плюс 10°C и ниже, и теплый период года, характеризуемый среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°C. Разграничение работ по категориям

осуществляется на основе интенсивности общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт).

Таблица 18 – Оптимальные параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура воздуха, °С, не более	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
		Оптимальные значения	Оптимальные значения	Оптимальные значения
Холодный	Іб (140-174)	21-23	60-40	0,1
	Іа (175-232)	19-21	60-40	0,2
Теплый	Іб (140-174)	22-24	60-40	0,1
	Іа (175-232)	20-22	60-40	0,2

Во всех производственных и вспомогательных помещениях предусмотрена естественная вентиляция. Вентиляция создаёт условия воздушной среды, благоприятные для здоровья и самочувствия человека, отвечающие требованиям технологического процесса.

Оптимальные параметры микроклимата в помещениях обеспечиваются системами кондиционирования воздуха, а допустимые – обычными системами вентиляции и отопления. Согласно СанПин 2.2.4.548-96 [56], интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования и осветительных приборов на рабочих местах не должна превышать  $35 \text{ Вт/м}^2$  при облучении 50 % и более поверхности человека.

При небольшой загрязненности воздуха приток воздуха в камеральные помещения осуществляется при помощи естественной вентиляции, а при сильной загрязненности – приточно-вытяжной системой вентиляции.

#### *Токсические вещества*

Полевой инженер-геолог подвергается воздействию различным токсическим веществам. Действие на организм паров сырой нефти непостоянно и зависит от ее состава. Большое воздействие оказывает соприкосновение с

жидкой нефтью кожи, например при отборе проб, вследствие чего могут возникать дерматиты или экземы. Самым опасным является метанол, который используется для предотвращения образований газогидратов в скважинах. Смертельная доза метанола при попадании внутрь равна 30 г он сильно поражает нервную и сердечно-сосудистую системы. Особенно активно он воздействует на зрительный нерв и сетчатую оболочку глаза. Метанол по степени воздействия на организм человека относится к умеренно опасным веществам (3-й класс опасности) по ГОСТ 12.1.005-88. Предельно допустимая концентрация в воздухе рабочей зоны – 5 мг/м<sup>3</sup>, максимальная разовая концентрация в атмосферном воздухе населенных мест – 1 мг/м<sup>3</sup>, среднесуточная – 0,5 мг/м<sup>3</sup>[57].

### *Вибрация*

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень вибраций, к ним относятся: электромоторы, вибросита, буровые насосы, ротор и др. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни. Нарушается нормальная деятельность нервной, сердечно-сосудистой и пищеварительной системы. Кратковременная вибрация вызывает переутомление.

Для того, чтобы снизить вредное воздействие вибраций на буровой площадке необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Для борьбы с вибрацией применяют следующие методы:

- 1) подавление в источнике возникновения (центровка, регулировка);
- 2) изменение в конструкции;
- 3) использование пружинных амортизаторов, виброизоляционных прокладок.

Допустимое суммарное время непрерывного воздействия вибрации на работающего за смену в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-90 [58] представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Допустимое суммарное время непрерывного воздействия вибрации на работающего за смену

Показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора , дБ	Время, мин	Показатель превышения вибрационной нагрузки на оператора , дБ	Время , мин
1	381	7	95
2	302	8	76
3	240	9	60
4	191	10	48
5	151	11	38
6	120	12	30

### 5.1.2 Анализ опасных факторов на месторождении

#### *Движущиеся машины и механизмы*

При проведении работ используются буровые станки (БУ2900/175ЭР-П) и автомобильный транспорт различного назначения (ЗИЛ, КАМАЗ), в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов. Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [59] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Высоту ограждения выбирают в зависимости от высоты расположения опасного элемента и расстояния между ограждением и опасным элементом. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением (таблица 20).

### *Поражение электрическим током*

Электронасыщенность современного геологоразведочного производства формируют электрическую опасность. При производстве геологоразведочных работ в большинстве случаев используется электрическая сеть 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Кроме того, в полевых условиях опасным фактором при работах является электрический ток при грозе (сила тока их достигает 100 кА, длительность 0,1 сек, напряжение разряда до 150 МВ).

Таблица 20 –Высота ограждения в зависимости от расположения опасного элемента

Высота расположения опасного элемента в	Высота защитного ограждения а							
	2400	2200	2000	1800	1600	1400	1200	1000 и менее
	Расстояние от опасного элемента до ограждения б, мм							
2600	100	100	100	100	100	100	100	100
2400	-	100	100	150	150	200	200	200
2200	-	250	350	400	500	500	600	600
2000	-	-	350	500	600	700	900	1100
1800	-	-	-	600	900	900	1000	1100
1600	-	-	-	500	900	900	1000	1300
1400	-	-	-	100	800	900	1000	1300
1200	-	-	-	-	500	900	1000	1400
1000	-	-	-	-	300	900	1000	1400
800	-	-	-	-	-	600	900	1300
600	-	-	-	-	-	-	500	1200
400	-	-	-	-	-	-	300	1200
200	-	-	-	-	-	-	200	1100

Основными причинами электротравматизма являются:

1. Нарушение правил устройства и технической эксплуатации электроустановок;
2. Неправильная эксплуатация труда (захлапленность подходов к пусковой аппаратуре и распределительным устройствам);
3. Работа в зонах ЛЭП;
4. Прикосновение к металлическим нетоковедущим частям оборудования, оказавшихся под напряжением из-за неисправности изоляции;

5. Выполнение заземляющих устройств с нарушением технических условий;
6. Использование неисправного электрооборудования, электроинструмента, проводов и кабелей;
7. Применение электрооборудования, несоответствующего условиям эксплуатации;
8. Применение марок проводов и кабелей, несоответствующих условиям строительного производства и принятому рабочему напряжению;
9. Производство работ в электроустановках без снятия напряжения и без средств индивидуальной защиты;
10. Малоквалифицированный инструктаж рабочих, несвоевременная проверка знаний и присвоение квалификационных групп по технике безопасности.

Основными способами и средствами электрозащиты являются: изоляция токопроводящих частей и контроль, установка оградительных устройств в движущихся частях производственного оборудования, использование знаков безопасности, применение малых напряжений в ручных переносных лампах и лампах местного освещения в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Необходимо использование средств индивидуальной защиты: спецодежда, резиновая обувь и диэлектрические резиновые перчатки, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [60]. Средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током разделяют на основные и дополнительные. К основным средствам защиты относят: при напряжении сети более 1000 В – изолирующие измерительные штанги и клещи, указатели напряжения, изолирующие устройства, оборудование и приспособления в виде лестниц, площадок, захватов; при напряжении сети до 1000 В – инструменты с изолирующими ручками, диэлектрические перчатки, указатели напряжения, изолирующие клещи, трапы, кронштейн-площадки. Дополнительными средствами защиты являются диэлектрические сапоги и галоши, изолирующие подставки,

диэлектрические коврики и дорожки, монтажные пояса (для работы на высоте), страхующие канаты, лестницы-стремянки и приставные лестницы.

Запрещается во время грозы производить работы на буровых установках, а также находиться на расстоянии 10 м от заземляющих устройств грозозащиты согласно ГОСТ 12.1.019-79 [61].

## **5.2 Экологическая безопасность**

### *Воздействие на атмосферу.*

Основными источниками загрязнения атмосферы на нефтегазоконденсатных месторождениях является оборудование основного технологического процесса, котельные, стоянки тракторной и автомобильной техники. На месторождениях с сопоставимыми запасами выбросы вредных веществ от объектов промысла создают повышенные концентрации загрязняющих веществ на площадке промысла и в непосредственной близости от нее. Рассеивание вредных примесей обеспечивается гарантированно в пределах лицензионного участка месторождения и не опасно для окружающей среды. Рассеиванию вредных примесей в атмосфере способствует рассредоточенное расположение скважин и нефтегазосборных сетей по значительной территории, равнинный рельеф местности.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения обеспечивается полной герметизацией всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов и автоматизацией управления оборудованием.

На случай опасного превышения давления в технологических аппаратах и трубопроводах они оснащаются автоматическими системами управления клапанами и задвижками, которые обеспечивают отключение отдельных установок и участков трубопроводов в предаварийных ситуациях.

Дополнительной мерой, обеспечивающей минимизацию негативных экологических последствий, является оснащение аппаратов и трубопроводов

предохранительными клапанами со сбросом газа на факел или на свечу рассеивания.

#### *Воздействие на поверхностные и подземные воды*

На территории Красноленинского месторождения гидрографическая сеть представлена множеством притоков и мелкими реками Хугот, Потымец, Малая Ем-Ега, Тал, Ендырь, Сеуль, которые относятся к бассейну реки Обь в верхней части нижнего течения.

При освоении месторождения негативное воздействие на названные водные объекты возможно при строительстве технологических объектов и скважин.

Воздействие на болота наиболее значимо может проявляться в нарушении режима поверхностного стока болотных вод при строительстве площадных объектов и дорог, в результате которого возникают участки застоя вод и подтопления.

Нарушения поверхностного стока предупреждаются учетом естественного рельефа и направлений стекания поверхностных вод при размещении техногенных объектов, устройством искусственного дренажа и водопропускных сооружений.

Другим существенным фактором воздействия на названные водоемы может стать загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми на технологических объектах. Наиболее вероятными загрязнителями при освоении месторождения являются взвешенные вещества, компоненты буровых растворов, хлорид-ион, нефтепродукты, метанол .

#### *Воздействия на недра и почву*

При освоении месторождения воздействие на земли происходит в результате:

- изъятия земель из существующей структуры землепользования при размещении объектов обустройства;

- подтопления земель в результате нарушения режима поверхностного стока;

загрязнения почв технологическими жидкостями и отходами производства и потребления .

*Воздействия на животный и растительный мир*

Воздействие на растительный мир при освоении Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения может происходить в результате:

- изъятия земель из естественных экосистем;
- сведения растительности при строительстве;
- вымокания лесов при подтоплении лесных земель;
- отравления растений технологическими жидкостями или газообразными выбросами,
- уничтожения растительности при пожарах.

Охрана растительности от отравления технологическими жидкостями обеспечивается соблюдением технологических процессов при освоении месторождения и правил обращения с отходами.

Охрана растительности от пожаров обеспечивается соблюдением действующих правил пожарной безопасности.

Животный мир будет испытывать как прямые (прямое уничтожение животных), так и косвенные (уничтожение мест обитания, изменение качества угодий) воздействия. Для минимизации воздействий сокращают выбросы вредных веществ в атмосферный воздух, снижают шум от производственных объектов, строят ограждения производственных площадок, предупреждают несанкционированную охоту и содержат собак охотничьих пород в весенне-летний период на привязи .

## 5.2 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В нефтегазовой промышленности могут возникнуть такие виды аварий как: неконтролируемые выбросы нефти и газа при строительстве, эксплуатации скважин; полное или частичное разрушение или падение буровых вышек и их частей; взрывы и пожары; разрушение объектов добычи и подготовки нефти и газа, несанкционированные взрывы на скважинах

Месторождения УВ являются пожароопасными объектами. Рассматриваемое месторождение находится на третьей стадии разработки, поэтому помимо добычи ведется активное разбуривание территории. Краснолениское месторождение расположено в таежной зоне и для предотвращения возгораний площадки для монтажа буровой установки, а также кустовые площадки должны быть расчищены от травы, деревьев, сорняков и отсыпаны песком. При бурении и эксплуатации работники должны руководствоваться правилами пожарной безопасности.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004-91 [62].

Ответственными за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности.

При полевых работах должны быть приняты меры, обеспечивающие пожарную безопасность на кустовых площадках, а также направленные против возникновения лесных пожаров. Пожароопасный сезон для лесов наступает с момента схода снежного покрова и продолжается до начала устойчивой дождливой осенней погоды или образования снежного покрова.

Девяносто процентов лесных пожаров возникает из-за неосторожного обращения людей с огнем (при курении, от непотушенных костров), от искр, вылетающих из выхлопных труб автомобилей, проведения палов – выжигание

травы на лесных полянах, прогалинах и т.д. наибольшей склонностью к возгоранию обладают хвойные леса, сухие торфяники и травостой.

Лесные пожары делятся на верховые. Когда горит крона деревьев. Низовые, при которых выгорает лесная подстилка (лишайники, мох, опавшая хвоя, сухая трава). И подземные – при выгорании торфа в глубине залежей. Наиболее опасны верховые лесные и наземные полевые пожары, распространяющиеся со скоростью до 40 км/ч. Противопожарная защита леса на местах, возлагается на лесхозы, лесничества.

В лесу не разрешается бросать горящие спички, окурки, вытряхивать из курительных трубок горячую золу, употреблять при охоте пыжи из легковоспламеняющихся и тлеющих материалов, оставлять промасленный или пропитанный бензином, керосином или иными горючими веществами обтирочный материал, заправлять горючим топливом баки машин при работе двигателей, использовать машины с неисправной системой питания двигателя горючим, а также курить или пользоваться открытым огнем вблизи заправляемых горючим машин.

На месторождении создана собственная пожарная часть, а также на каждой кустовой площадке имеется комплект противопожарного оборудования и первичные средства пожаротушения (бочки с водой, ящики с песком, пенные огнетушители (ОВП-10), топоры, лопаты).

Система организационных и технических мероприятий, а также средств по предупреждению пожаров в камеральных условиях установлена системой государственных стандартов ГОСТ 12.1.004-91 [63].

Система организационных и технических мероприятий, а также средств по предупреждению пожаров в камеральных условиях установлена системой государственных стандартов.

Причинами возникновения пожаров в камеральных условиях являются:

- неосторожное обращение с огнем (бросание горячей спички, высыпание вблизи стораемых строений и материалов незатушенных углей, шлака золы);

- неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования;
- неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей, разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов;
- неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Территория лаборатории постоянно должна содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства. Запрещается загромождать предметами и оборудованием проходы, коридоры, выходы и лестницы. Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выходов из зданий. На видном месте у огнеопасных объектов должны быть вывешены плакаты предупреждения: «Огнеопасно, не курить!» [63].

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности».

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно ГОСТ 12.1.004-91 [62]. Внешнее оформление и указательные знаки для определения мест расположения первичных средств пожаротушения должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.009-83 [63].

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное (без заградительных щитков) воздействие отопительных и нагревательных приборов.

Ручные огнетушители должны размещаться навеской на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца огнетушителя и на расстоянии от двери, достаточном для ее полного открывания;

Ящики для песка должны иметь вместимость 0,5; 1,0 и 3,0 м<sup>3</sup> и быть укомплектованы совковой лопатой по ГОСТ 12.4.009-83 [63].

Емкости для песка, входящие в конструкцию пожарного стенда, должны быть вместимостью не менее 0,1 м<sup>3</sup>.

Бочки для хранения воды для пожаротушения должны иметь вместимость не менее 0,2 м<sup>3</sup> и быть укомплектованы пожарным ведром. Вместимость пожарных ведер должна быть не менее 0,008 м<sup>3</sup> ГОСТ 12.4.009-83 [63].

На дверце пожарных шкафов с внешней стороны, на пожарных щитах, стендах, ящиках для песка и бочках для воды должны быть указаны порядковые номера и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных шкафов и щитов указывают после соответствующих буквенных индексов: "ПК" и "ПЩ".

Пожарный инвентарь должен размещаться на видных местах, иметь свободный и удобный доступ и не служить препятствием при эвакуации во время пожара.

### **5.3 Правовые и организационные мероприятия по обеспечению безопасности**

Все сотрудники проходят медицинскую комиссию и вводный инструктаж в отделе охраны труда. Все остальные виды инструктажей (первичный, повторный, внеплановый и целевой) проводятся непосредственно на участках. В договоре оговорен перечень профессий рабочих, служащих и ИТР, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, а также перечень профессий рабочих, служащих и ИТР, занятых на работах с особо

тяжелыми и особо вредными условиями труда, которым предусмотрены выдача молока и лечебно-профилактического питания (ЛПП), согласно действующим правилам. На нефтегазовом предприятии все рабочие, служащие и ИТР, занятые на работах с вредными и особо вредными условиями труда, полностью обеспечиваются спецодеждой и спецобувью, а также средствами индивидуальной защиты, согласно утвержденным нормам. [64]

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

– Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение имеет сложное геологическое строение и включает залежи, расположенные в пределах нескольких локальных поднятий. В единое Красноленинское месторождение их объединяет массивная залежь пластов Ю<sub>2-9</sub> средней юры. Сводовые части локальных поднятий характеризуются блоковой раздробленностью; разрывные нарушения в доюрском фундаменте проникают в осадочную толщу вплоть до отложений викуловской свиты (нижний мел).

– Промышленная нефтегазоносность Красноленинского месторождения связана с отложениями тюменской, абалакской, баженовой и викуловской свит. Залежи нефти в отложениях тюменской свиты выявлены практически повсеместно, в остальных – только на отдельных площадях. Эпизодически встречается нефтеносность доюрских отложений, чаще на соседних с Красноленинским площадях.

– Анализ состава металлопорфиринов, алканов, стеранов, триароматических стеранов, гопанов и фенантронов нефтей Красноленинского месторождения и прилегающих площадей, залегающих в отложениях нижнего мела, верхней, средней, нижней юры и палеозоя, показал близкую термическую преобразованность всех исследованных нефтей, отвечающую в большинстве стадии катагенеза МК1-МК2, в то же время их генетическую неоднородность.

– Нефти из отложений палеозоя Красноленинского месторождения (Пальяновская и Каменная площади), а также Приуральской НГО генерированы органическим веществом, сформированным преимущественно в морской восстановительной среде.

– Отдельные нефти, залегающие в отложениях тюменской свиты, различаются своим генезисом. Исходное нефтематеринское вещество нефтей скв. 1142 Ем-Еговской и скв. 30 Лунгорской (Фроловская НГО) площадей накапливалось в морских восстановительных фациях. Остальные нефти из средней юры генерированы органическим веществом, отлагавшемся в прибрежно-морских слабо восстановительных условиях, а нижней юры – в окислительных условиях.

– С континентальными (вероятно озерными фациями) связан генезис нефтей, добываемых при совместной эксплуатации отложений тюменской свиты и палеозоя в скв. 500 Ем-Еговской и скв. 5 Ханты-Мансийской (Фроловская НГО) площадей, а также нефти из абалакской свиты Приуральской НГО

– Источником нефти из нижнего мела Фроловской НГО служило органическое вещество, формировавшееся в глубоком море, а Красноленинского месторождения (скв. 1120 Ем-Еговской площади) – в прибрежной части морского бассейна.

## Список использованной литературы

1. Мясникова Г.П., Шпильман А.В. Изменения в нефтегеологическом районировании территории ХМАО//Вестник недропользователя Ханты-Мансийского округа. 2001, № 6
2. База знаний «ALLBEST»: [Электронный ресурс] // Географо-экономическая характеристика Каменной площади 2011 г. URL: [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2bd78a4d43a89521216d27\\_1.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625a2bd78a4d43a89521216d27_1.html). (Дата обращения: 18.02.2017).
3. Каламкарров Л. В. Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран. М.: Нефть и газ, 2005. — 576 с
4. База знаний «ALLBEST»: [Электронный ресурс] // Разработка Красноленинского нефтегазового месторождения 2011 г. URL: [http://otherreferats.allbest.ru/geology/00150922\\_0.html](http://otherreferats.allbest.ru/geology/00150922_0.html). (Дата обращения: 3.03.2017).
5. Бриллиант Л. С., Изотов А.А., Маслак О.В., Аржиловский А.В. «Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения», ЗОА «ТИНГ» договор №273 от 26.06.2006. – 469 с.
6. Российская государственная библиотека [Электронный ресурс] // Глущенко Д.В. Роль разломно-блоковых структур в строении сводовых поднятий платформенных нефтегазоносных областей на примере Южно-Татарского и Красноленинского сводов. URL: <http://dlib.rsl.ru/01004146481>. (Дата обращения: 22.04.2017).
7. Шпильман В.И., Мясникова Г.П., Пятков В.И., Солопахина Л.А. Атлас геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа – Ханты-Мансийск, 2004. – 35 с.
8. Шмырина В. А. Фоновый и наложенный типы литогенеза песчаных и алевритовых отложений позднеюрского и раннемелового возрастов (на примере глинистых минералов пластов юс11 и бс111 кустового

- нефтяного месторождения западной Сибири: диссертация кандидата геолого-минералогических наук. Казань, 2015.- 136 с.
9. Нассонова Н.В., Лапина Л.В., Чернова Е.В., Шаповалов М.Ю., Масалкин Ю.В. Методы и риски прогноза коллекторов в отложениях тюменской свиты Ем-Еговского месторождения // Нефтяное хозяйство, 2010, №11, стр. 12-15.
  10. Багаутдинов А.К., Барков С.Л., Белевич Г.К. и др. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. Т.2-Москва ОАО «ВНИИОЭНГ» 1996 -351 с.
  11. Гаттенбергер К.П., Блох С.С. и др . Геологическое строение и анализ разработки Талинского и других месторождений Красноленинского свода. Отчет по теме 532. ВНИИнефть. М.,1987, 113 с.
  12. База знаний «ALLBEST»: [Электронный ресурс] // Анализ проведения и уменьшения продолжительности операций гидравлического разрыва пласта на Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.2013г URL:  
[http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b2ac78a5d53b89421206c26_0.html). (Дата обращения: 8.03.2017).
  13. Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты красноленинского месторождения нефти (западная сибирь). (Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук); Тюмень, 2014-138с.
  14. Новгородов В.В. «Анализ разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения», Тюмень, 20.12.2006. – 23 с.
  15. Бриллиант Л.С., Изотов А.А., Маслак О.В., Аржиловский А.В. «Технологическая схема разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения», ЗАО «ТИНГ» договор №273 от 26.06.2006. – 469 с.

- 16.Изотов А.А., Аржиловский А.В., Волков В.П., Масловских Н.Г. «Дополнение к Технологической схеме разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения», ООО «Газпромнефть-Хантос», ЗАО «ТИНГ», Тюмень, 2009. – 44 с.
- 17.Технологическая схема разработки Талинского месторождения (внеплановый отчет). СибНИИНП, Тюмень.1980 г.
- 18.Дополнительная записка к технологической схеме разработки Талинского месторождения, СибНИИНП, Тюмень, 1983 г
- 19.Изотов А.А., Аржиловский А.В., Волков В.П., Масловских Н.Г. «Дополнение к Технологической схеме разработки северо-западной части Пальяновской площади Красноленинского месторождения», ООО «Газпромнефть-Хантос», ЗАО «ТИНГ», Тюмень, 2009. – 44 с.
- 20.Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского мегабассейна. М.: Недра, 1976. 158 с.
- 21.Краюшин В.А., В.Г. К., Клочко В.П., П.Ф. Г. Неорганическое происхождение нефти: от геологической к физической теории // Геологический журнал, Т. 2, 2005. С. 35-43.
- 22.Гируц М.В., Гордадзе Г.Н., Строева А.Р., Кошелев В.Н. К вопросу образования углеводородов нефти из биомассы бактерий // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2014. Т. 2.
- 23.Gonçalves P.A., da Silva T.F., Mendonça Filho J.G., and Flores D. Palynofacies and source rock potential of Jurassic sequences on the Arruda sub-basin (Lusitanian Basin, Portugal) // Marine and Petroleum Geology, Vol. 59, 2015. pp. 575-592.
- 24.Клар Э. Полициклические углеводороды. Т. 1,2. М.: Химия, 1971. 442 с.
- 25.Xia Z., Xu B., Mugler I., Wu G., Gleixner G., and Sachse D. Hydrogen isotope ratios of terrigenous n-alkanes in lacustrine surface sediment of the Tibetan Plateau records the precipitation signal // Geochemical Journal, Vol. 42, 2008. pp. 331-333.

26. Peters K.E., Walters C.C., and Moldowan J.M. The Biomarker Guide I. Biomarkers and Isotopes in the Environment. 2nd ed. Vol 1. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 474 pp.
27. Filby R.F., Van Berkel G.J. Geochemistry of Metal Complexes in Petroleum, Source Rocks, and Coals: An Overview. In Metal Complexes in Fossil Fuels, edited by R. H. Filby and J. F. Branthaver, ACS Symposium Series, 344, American Chemical Society, Washington, D.C., 1987, pp. 2 - 39.
28. Серебренникова О.В., Казаков А.М., Влияние обстановки осадконакопления на распределение пигментов в осадочных бассейнах. // Отечественная геология. – Спец.выпуск МГК-XXX1, 2000.– С. 64.
29. Lewan M.D. Factors controlling the proportionality of vanadium to nickel in crude oils // *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 48, 1984. pp. 2231-2238
30. Volkman J.K. A review of sterol markers for marine and terrigenous organic matter // *Organic Geochemistry*, Vol. 9, 1986. pp. 84-99.
31. Дж.Хант. Геохимия и геология нефти и газа. Редактор(ы): Архипов А.Я., Вассоевич Н.Б. М:МИР 1982 , 706 с
32. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981, 504 с
33. Серебренникова О.В. Эволюция тетрапиррольных пигментов в осадочных отложениях. Новосибирск: Наука. Сиб. отделение, 1988. 141 с.
34. Treibs A. Chlorophyll and hemin derivatives in bituminous rocks petroleum, coals and phosphate rocks // *Justus Lieb. Annal. Chem.*, Vol. 509, 1934. pp. 103-108.
35. Бордюг Е.В. Генетические типы нефтей продуктивных отложений юго-восточной части Западной Сибири : диссертация. кандидата геол.-мин. наук: 25.00.12. 2012. М. 187 с.
36. Peters K.E., Walters C.C., and Moldowan J.M. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2nd ed. Vol 2. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1156 pp.

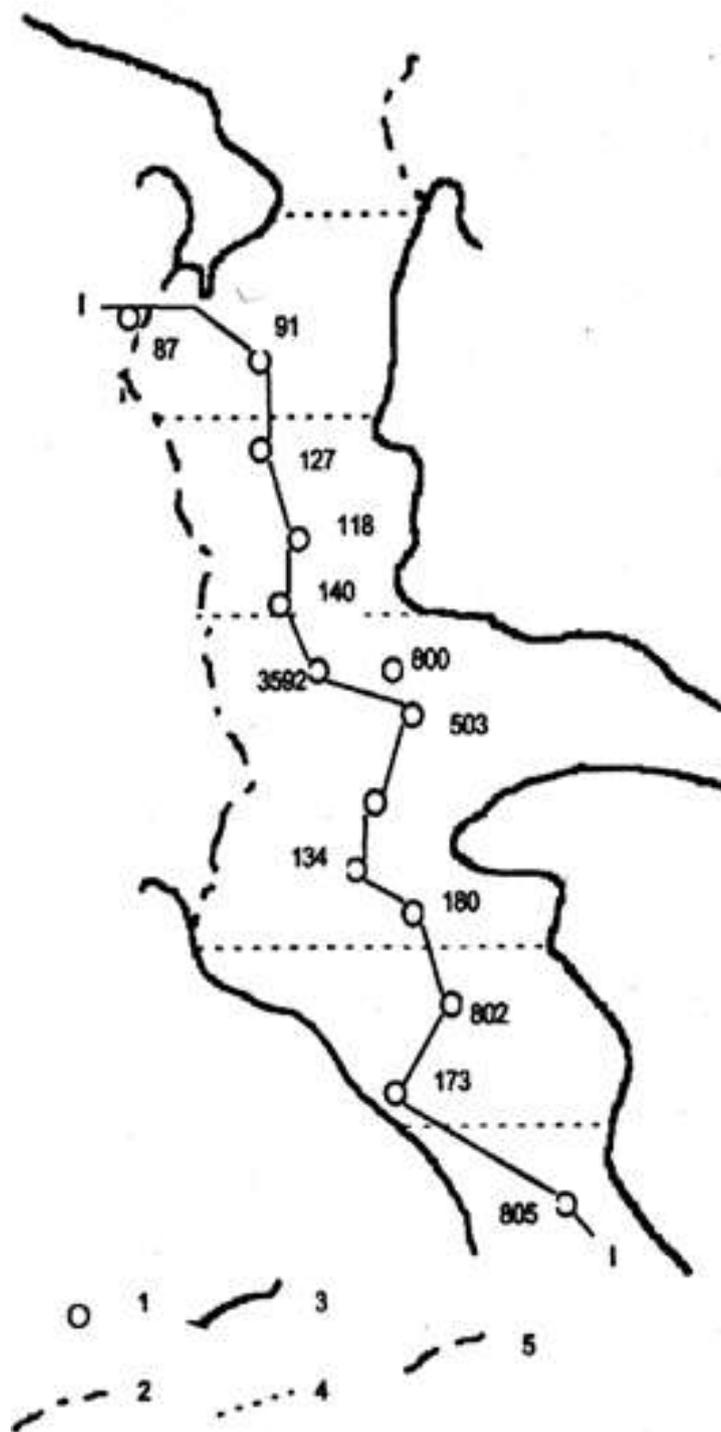
37. Ильинская В.В. Генетическая связь углеводов органического вещества пород и нефтей. М.: Недра, 1985. 160 pp.
38. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
39. Петров А.А. Углеводороды нефти. М: Наука, 1984. 264 с.
40. Гончаров И.В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 181 с.
41. Reeves A.D., Patton D. Faecal sterols as indicators of sewage contamination in estuarine sediments of the Tay Estuary, Scotland: an extended baseline survey // *Hydrology and Earth System Science*, Vol. 9, 2005. pp. 81-94.
42. Bosak T., Losick R.M., and Pearson A. A polycyclic terpenoid that alleviates oxidative stress // *Proceedings of the National Academy of Sciences of the USA*. 2008. Vol. 105. No. 18. pp. 6725-6729.
43. Вульфсон Н.С., Заикин В.Г., Микая А.И. Масс-спектрометрия органических соединений. М: Химия, 1986. 312 с.
44. Connan J., Bouroulllec J., Dessort D., and Albrecht P. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach // *Organic Geochemistry*, Vol. 10, 1986. pp. 29-50.
45. Clark J.P., Philp R.P. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin, Alberta // *Canadian Petroleum Geologist Bulletin*, Vol. 37, 1989. pp. 401-416.
46. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // *Marine Petroleum Geology*, Vol. 5, 1988. pp. 224-236
47. Красноярова Н.А. Геохимия органического вещества нижней юры Западной Сибири: автореферат дис.. кандидата химических наук : 25.00.09. Томск. 2007. 17 с.
48. Современные методы исследования нефтей /А.И. Богомолов, М.Б. Темялко, Л.И. Хотынцова // Л.: Недра.- 1984.

49. Peters K.E., Fowler M.G. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management // Organic Geochemistry, Vol. 33, 2002. pp. 5-36.
50. Alexander R., Kagi R. Geochemical correlation of Windalia oil and extracts of Wining Group (Cretaceous) potential source rocks, Barrow subbasin, Western Australia // AAPG Bulletin, Vol. 65, 1981. pp. 235-250.
51. Hughes W.B., Holba A.G., and Dzou L.I.P. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks // Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 59, 1995. pp. 3581-3598.
52. Серебренникова О.В., Филлипова Т.Ю., Красноярова Н.А. Взаимосвязь состава алканов и металлопорфиринов нефтей и органического вещества пород юго-востока Западной Сибири как отражение условий формирования нефтематеринских толщ // Нефтехимия, Т. 43, № 3, 2003. С. 163-167.
53. Жильцова А.А., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Вертикальная геохимическая зональность нефтегазоносных комплексов (на примере Рогожниковского и Северо-Рогожниковского месторождений) // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322. – № 1. – С. 69–82.
54. Кузина М.Я., Исаев В.И., Коржов Ю.В. Геохимическое и литологическое обоснование концепции "главного источника" доюрских залежей нефти Красноленинского свода (Тюменская область) // Известия Томского политехнического университета. 2014. - Т. 324. - № 1. – С. 32-38.
- Нормативная*
55. ГОСТ 12.1.003 – 83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
56. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
57. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

58. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
59. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
60. ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих.
61. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
62. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
63. ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов  
Основные виды. Размещение и обслуживание.
64. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

## Приложение А

Схема распространения пласта ЮК-10 Талинского месторождения



1-скважина; 2-внешний контур нефтеносности; 3-граница выклинивания; 4-граница участков разработки; 5-граница замещения коллектора; 1-1 - линия +профиля

## Приложение Б

### Раздел выполненный на английском языке

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЛМ51	Берко Варвара Юрьевна		

Консультант кафедры ГРПИ

должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
ассистент	Панова Е.В			

Консультант- лингвист кафедры иностранных языков

должность	ФИО	Ученая степень	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой	Болсуновская Л.М	Кандидат филологических наук		

### 1. Production safety

#### 1.1 Analysis of harmful factors in the field

*The variation of climate indicators in open air*

The development of the deposit is carried out all year round. The climate is continental with a cold winter and short cool summers. Yearly temperature is 1.8, a medium temperature of the coldest month is January - 25, and a medium temperature of the warmest month July is + 15. Yearly rainfall average is 400-500 mm. The main part of rainfall (up to 90%) falls in the period from April to October, most often as rain.

The variation of climate indicators may lead to worsening of a human health. The variation of parameters is not possible on the open air, but is identified by specific measures for reducing a bad impact on the worker's organism. During the variation of climate indicators, the workers must be provided with individual safety means which are provided industry standards and corresponds with time of year. The work is suspended at a certain air temperature and wind speed in the cold.

Table 1- Weather conditions in which the work is suspended

Wind speed, m / s	Temperature 0C
At windless wether	-40
Not more than 5	-35
5,1-10	-25
10-15	-15
15,1-20	-5
More than 20	0

*A high noise level at the working place*

The geologist, during the drilling work, is exposed by a high noise level. The noise may be produced by working equipment such as: drilling equipment and cars (BU2900 / 175EP-P, ZIL, KAMAZ). As the result of the research it is established, that the noise affects to a work conditions and it has a harmful effect on the human body. The effect of noise differently :

- makes some difficulties in one speech
- produces irreversible changes in hearing and increases a fatiguability. The maximum acceptable value which characterizes the noise is 80 d.B. It is regulated according to GOST 12.1.003-83 [55]. An acceptable levels of sound pressure and sound equivalent levels are given in table 2.

For reducing a noise level it must be installed a sound-absorbing covers, must be used an anti-noise bearings, mufflers. The surfaces must be lubricated. There must be used a personal protective equipment: headphones, special silencers; Antiphons, earplugs, antinoise helmets. It must be done a periodic examinations.

Table 2 – An acceptable sound pressure and sound equivalent levels

Work place	The sound pressure, dB									The sound equivalent, dB
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Permanent work place and area in the industrial premises and in there territory	107	94	87	82	78	75	73	71	70	80

*The variation of microclimate indicators in the room*

The indicators characterizing the microclimate in the industrial premises are: an air temperature, temperature of surfaces, an air dampness, an air speed a thermal irradiation intensity.

One of the necessary conditions for human life is to ensure a normal meteorological condition in in the premise, which has a significant effect on person's thermal well- being and on his workability.

At the working place it must be set optimal (table 3) and permissible micro-climatic parameters.

According to SanPiN 2.2.4.548-96 [56], during the normalization of the microclimate parameters, a cold period of the year characterized by an average daily outdoor air temperature of plus 10 ° C and below is singled out, and a warm period of the year characterized by an average daily outside air temperature above plus 10 ° C. The division of work into categories is carried out on the basis of the intensity of the total energy consumption of the organism in kcal / h (W).

Table 3 - Optimal microclimate parameters in the work place

Season of the year	Category of work	Temperature, °C, not more	Dampness of air, %	The velocity of air, m/s
		optimal	optimal	optimal
Cold	Iб (140-174)	21-23	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	60-40	0,2
warm	Iб (140-174)	22-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	60-40	0,2

All production and auxiliary rooms are provided with a natural ventilation. The ventilation creates an air condition, which is useful for health and meets the requirements of the technological process.

The optimal microclimate parameters in the premises are provided with air conditioning systems, and the permissible ones by the usual ventilation and heating systems. According to SanPin 2.2.4.548-96 [56], the intensity of thermal irradiation of process equipment and lighting devices working on heated surfaces at workplaces should not exceed 35 W / m<sup>2</sup> when exposed to 50% or more of the surface of a person.

#### *Toxic substances*

The field engineer-geologist is exposed to various toxic substances. The effect on the body vapor of crude oil is not constant and depends on its composition. The greatest impact is the contact of oil with the skin, for example during the sampling in consequence of which may cause dermatitis or eczema. The most dangerous substance is methanol, which is used to prevent the formation of gas hydrates in wells. The lethal dose of methanol is 30 g, it strongly affects the nervous and cardiovascular systems. It affects particularly the optic nerve and retina of the eye. Methanol, according to the degree of exposure to the human body, refers to moderately dangerous substances (3rd hazard class) according to GOST 12.1.005-88. The maximum permissible concentration in the air of the working area is 5 mg / m<sup>3</sup>,

the maximum single concentration in the atmospheric air of populated areas is 1 mg / m<sup>3</sup>, the average daily concentration is 0.5 mg / m<sup>3</sup> [57].

### *Vibration*

There is used a variety of machines and mechanisms during the drilling work. They increase the vibration level. They are motors, vibrating sieves, drilling pumps, rotor, etc. The harmful effect of vibration is expressed in the occurrence of vibration disease. For the reducing harmful impact of vibration it must be provided a timely inspection and repair work. For vibration control the following methods are used: 1) suppression in the source of occurrence (alignment, adjustment); 2) a change in the design; 3) use of spring shock absorbers, vibro-insulating gaskets. The permissible total time of continuous vibration exposure per shift worker in accordance with the hygienic standards established by GOST 12.1.012-90 [58] is presented in Table 4

Table 4 – A valid total time of vibration

The rate of vibration d.B	Time, min	The rate of vibration d.B	Time, min
1	381	7	95
2	302	8	76
3	240	9	60
4	191	10	48
5	151	11	38
6	120	12	30

## **1.2 Analysis of hazardous factors in the field**

### *Moving machines and mechanisms*

Drilling machines (BU2900 / 175EP-P) and road vehicles for various purposes (ZIL, KAMAZ) are used during of work. It must be done an activity for reducing possible mechanical injuries. These include: checking the presence of protective

barriers on moving and rotating parts of machines and mechanisms. To protect against these hazards, collective protective equipment are used - devices that prevent the appearance of a person in a hazardous area. According to GOST 12.2.062-81 [59] fences are made in the form of various nets, grids, screens and casings. The height of the fence is chosen depending on the height of the arrangement of the dangerous element and the distance between the fence and the dangerous element. Do not work with the fence removed or defective (table 5).

#### *Electric shock*

Electric saturation of modern geological exploration produces an electrical danger. In the production of geological exploration, in most cases a 380/220 V electric network with a deadly neutral is used. In addition, in the field, a dangerous factor in work is the electric current in lightning (current strength reaches 100 kA, duration 0.1 s, discharge voltage up to 150 MW).

Table 5 – The fence height, depending on the location of  $\phi$  dangerous element

Height of the location of the dangerous element	The height of protective fence							
	2400	2200	2000	1800	1600	1400	1200	1000 and less
	The distance from dangerous element							
2600	100	100	100	100	100	100	100	100
2400	-	100	100	150	150	200	200	200
2200	-	250	350	400	500	500	600	600
2000	-	-	350	500	600	700	900	1100
1800	-	-	-	600	900	900	1000	1100
1600	-	-	-	500	900	900	1000	1300
1400	-	-	-	100	800	900	1000	1300
1200	-	-	-	-	500	900	1000	1400
1000	-	-	-	-	300	900	1000	1400
800	-	-	-	-	-	600	900	1300
600	-	-	-	-	-	-	500	1200
400	-	-	-	-	-	-	300	1200
200	-	-	-	-	-	-	200	1100

The main causes of electromotors are:

1. The violation of device and technical exploration rules;
2. The wrong exploration of labor (cluttered approaches to starting equipment and switchgears);
3. The work in power transmission line zones;
4. Touching the metal non-current parts of equipment that are under stress due to insulation failure;
5. Making of grounding devices in violation of technical conditions;
6. Using of faulty electrical equipment, power tools, wires and cables;
7. Using electrical equipment that does not meet the operating conditions;
8. Using of wire and cable grades that do not correspond to the conditions of construction production and the accepted working voltage;
9. Producing a work in electrical installations without removing the voltage and without means of individual protection;

10. Unskilled briefing of workers, untimely testing of knowledge and assignment of qualification groups on safety precautions

The main methods and means of electrical protection are: insulation of conductive parts and monitoring, the installation of guard systems in moving parts of production equipment, the use of safety signs, the use of small voltages in hand-held portable lamps and local lighting in rooms with increased danger and especially dangerous, protective earthing, , Protective shutdown. It is necessary to use personal protective equipment: overalls, rubber shoes and dielectric rubber gloves, according to GOST 12.4.011-89 [60]. Individual protection against electric shock is divided into basic and additional. The main means of protection include: with a voltage of more than 1000 V, insulating measuring rods and tongs, voltage indicators, insulating devices, equipment and devices in the form of stairs, platforms, grippers; At a voltage of the network up to 1000 V - tools with insulating handles, dielectric gloves, voltage indicators, insulating mites, gangways, bracket-platforms. Additional means of protection are dielectric boots and galoshes, insulating stands, dielectric mats and tracks, mounting belts (for work at height), insuring ropes, ladder-ladder and ladder. It is forbidden to perform work on drilling rigs during a lightning storm, and also be at a distance of 10 m from grounding devices of lightning protection in accordance with GOST 12.1.019-79 [61].

## **5.2 Ecological safety**

### *The impact on the atmosphere.*

The main sources of atmospheric pollution are the equipment of main technological process, boilers, parking of tractor and automotive equipment. The emission of harmful substances from the crafting object makes a concentration harmful substances on the craft and near this field. Dispersion of harmful impurities is guaranteed within the licensed area of the deposit and is not dangerous for the environment. Dissipation of harmful impurities in the atmosphere is facilitated by the dispersed arrangement of wells and oil and gas gathering networks over a large area, a flat terrain. Protection of atmospheric air from pollution is ensured by full sealing

of all process equipment, stop valves and pipelines and automation of equipment control. In case of dangerous pressure excess in technological devices and pipelines, they are equipped with automatic control systems for valves and valves, which ensure the shutdown of individual installations and pipeline sections in pre-emergency situations. An additional measure that minimizes negative environmental consequences is the equipping of devices and pipelines with safety valves with the discharge of gas to the torch or to a spark plug.

#### *Impacts on surface and groundwater*

On the territory of the Krasnoleninsk deposit, the hydrographic network is represented by a multitude of tributaries and small rivers Khugot, Potymets, Malaya Em-Ega, Tal, Endyr, Seoul, which belong to the basin of the Ob river in the upper part of the lower reaches. With the development of the deposit, the negative impact on the named water bodies is possible during the construction of technological facilities and wells. Impacts on bogs can be most significantly manifested in disturbance of the regime of surface runoff of swamp waters in the construction of area sites and roads, as a result of which there are areas of stagnation of water and flooding. Surface runoff disturbances are prevented by taking into account the natural relief and directions of runoff of surface waters when placing man-made objects, the device of artificial drainage and culverts. Another important factor of influence on the named reservoirs can become contamination of water by foreign substances used on technological objects. The most likely pollutants for the development of the deposit are suspended substances, components of drilling fluids, chloride ion, oil products, methanol .

#### *The Impact on the bowels and soil*

When developing a deposit, the impact on the land occurs as a result of:

- the withdrawal of land from the existing land use structure when the facilities are located;

- flooding of lands as a result of disturbance of the regime of surface runoff; Pollution of soils with technological fluids and production and consumption wastes

### *The Impact on the flora and fauna*

The impact on the flora during the development of the Krasnoleninsk oil and gas condensate field can occur as a result of:

- Withdrawal of land from natural ecosystems;
- Vegetation information during construction;
- Wetting out forests under flooding of forest lands;
- Poisoning of plants with process fluids or gaseous emissions,
- Destruction of vegetation in fires.

Protection of vegetation from poisoning with technological fluids is ensured by observance of technological processes during development of the deposit and rules for handling waste. Protection of vegetation from fires is ensured by observance of the existing rules of fire safety. The animal world will experience both direct (direct destruction of animals) and indirect (destruction of habitats, changes in the quality of land) impact. To minimize impacts, they reduce emissions of harmful substances into the air, reduce noise from production facilities, build fences for production sites, prevent unauthorized hunting and keep hunting breeds in the spring and summer on a leash.

### **5.3 Safety in emergency situations**

In the oil and gas industry, such types of accidents can arise as: uncontrolled oil and gas outbursts during construction, operation of wells; Complete or partial destruction or fall of drilling towers and their parts; Explosions and fires; Destruction of oil and gas production and processing facilities, unauthorized

explosions at wells. HC deposits are fire hazardous objects. The field under consideration is in the third stage of development, therefore, in addition to mining, the territory is actively drilled. Krasnoleniskoye field is located in the taiga zone and to prevent ignition of the site for rig installation, as well as pile sites should be cleared of grass, trees, weeds and sanded. When drilling and operating, workers should be guided by Pbbo 116-85.

Fire safety is a single set of organizational, technical, operational and operational measures to prevent fires. General requirements for fire safety as emergency situations are set out in GOST 12.1.004-91 [62]. Responsible for ensuring fire safety in organizations and enterprises are managers or persons performing their duties.

During field work, measures should be taken to ensure fire safety at the cluster sites, as well as directed against the occurrence of forest fires. A fire-dangerous season for forests occurs from the moment of the snow cover and continues until the beginning of a steady rainy autumn weather or the formation of a snow cover. Ninety per cent of forest fires are caused by careless handling of people with fire (when smoking, from extinguished fires), from sparks emitted from the exhaust pipes of cars, holding fires - burning grass in forest glades, clearings, etc. The greatest propensity to ignition is possessed by coniferous forests, dry peat bogs and grassland.

Forest fires are divided into riding. When the crown of trees is burning. The grass roots, under which the forest litter burns (lichens, moss, fallen pine needles, dry grass). And underground - with the burning of peat in the depths of the deposits. The most dangerous are forest and ground forest fires that spread at speeds of up to 40 km / h. Fire protection of forests on the ground, is assigned to leshozes, forestry. In the forest, it is not allowed to throw burning matches, cigarette butts, shake out hot ash from smoking pipes, use dust from flammable and smoldering materials when hunting, leave oiled or soaked with gasoline, kerosene or other combustible materials, refuel with fuel fuel tanks of engines, Use machines with a faulty engine fuel supply system, and also smoke or use an open fire near refueling vehicles.

The field has its own fire department, as well as a set of fire fighting equipment and primary fire extinguishing equipment (drums with water, sand boxes, foam fire extinguishers (ORP-10), axes, shovels) at each cluster site. The system of organizational and technical measures, as well as the means for preventing fires in office conditions, is established by the system of state standards GOST 12.1.004-91 [62]. The system of organizational and technical measures, as well as the means to prevent fires in the office environment is established by the system of state standards.

The causes of fires in the cameral environment are:

- careless handling of fire (throwing a burning match, precipitation near combustible structures and materials of unburnt coals, slag ash);
- malfunctioning and improper operation of electrical equipment;
- malfunction and overheating of stationary heating and temporary furnaces, discharges of static and atmospheric electricity, most often occurring in the absence of grounding and lightning conductors;
- malfunction of production equipment and process failure.

The laboratory area must be kept clean and systematically cleaned from production waste. It is forbidden to obstruct passages, corridors, exits and stairs with objects and equipment. All doors of emergency exits must open freely in the direction of the exits from the buildings. Placards of warning should be posted in a conspicuous place near flammable objects: "Flammable, do not smoke!" [62]. All engineering and technical workers and workers newly recruited for work pass special fire prevention training, which consists of primary and secondary fire-fighting briefings. At the end of the briefings, knowledge and skills are tested. The results of the check are documented in the "Journal of Registration of Training of Safety Training Instructions".

The location of the primary fire extinguishing means should be indicated in the evacuation plans, developed in accordance with GOST 12.1.004-91 [62]. External design and signs for determining the location of primary fire extinguishing means must meet the requirements of GOST 12.4.009-83 [63]. Fire extinguishers

should be placed in easily accessible and noticeable places, where direct sunlight can not get on them and direct (without protective flaps) influence of heating and heating devices. Manual extinguishers should be placed on a vertical structure at a height of no more than 1.5 m from the floor level to the lower end of the extinguisher and at a distance from the door sufficient to fully open it; Boxes for sand should have a capacity of 0.5; 1.0 and 3.0 m<sup>3</sup> and be equipped with a shovel in accordance with GOST 12.4.009-83 [63]. Containers for sand included in the design of the fire stand must be a capacity of at least 0.1 m<sup>3</sup>. Barrels for storing water for fire extinguishing must have a capacity of at least 0.2 m<sup>3</sup> and be completed with a fire bucket. The capacity of fire buckets should not be less than 0.008 m<sup>3</sup> GOST 12.4.009-83 [63]. On the door of the fire cabinets from the outside, on the fire shields, stands, sand boxes and barrels for water, the serial numbers and telephone number of the nearest fire department should be indicated. The ordinal numbers of the fire cabinets and shields are indicated after the corresponding alphabetic indices: "PC" and "PN". Fire-fighting equipment should be placed in prominent places, have free and convenient access and do not serve as an obstacle during evacuation during a fire.

#### **5.4 Legal and organizational measures to ensure a security**

All employees undergo a medical commission and induction training in the department of labor protection. All other types of briefings (primary, repeated, unscheduled and target) are conducted directly on the sites. The contract stipulates a list of the professions of workers, employees and engineers engaged in work with harmful and dangerous working conditions, as well as a list of the professions of workers, employees and engineers engaged in work with particularly difficult and particularly harmful working conditions, which provide for the issuance of milk and medical- Preventive nutrition (LPP), according to the current rules. At the oil and gas enterprise all workers, employees and engineers engaged in work with harmful and especially harmful working conditions are fully provided with overalls and special footwear, as well as personal protective equipment, in accordance with approved standards. [64]