

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Геофизические методы исследования скважин

Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
<b>КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПАЛЕОЗОЙСКОГО РЕЗЕРВУАРА НА ГЕРАСИМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 550.832:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Герасимов Егор Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГ	Лобова Г. А.	Д.г.-м.н, доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев М.В..			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		

Томск – 2020 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-исследовательской деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9). В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых (P11).



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /  
«Геофизические методы исследования скважин»  
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Ростовцев В.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Герасимову Егору Андреевичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств палеозойского резервуара на Герасимовском месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 45-44/С 14.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2020 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Материалы полученные в филиале ООО «ГеоПрайм» «Томская геофизическая компания», а также литература и научные статьи по теме работы
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования.</li> <li>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ.</li> <li>4. Основные вопросы проектирования</li> <li>5. Методика и техника полевых работ.</li> <li>6. Геофизические методы изучения фильтрационно-емкостных свойств палеозойских коллекторов</li> <li>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>8. Социальная ответственность</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Положение района исследований на фрагменте административной карты Томской области</li> <li>2. Сводный геолого-стратиграфический разрез</li> <li>3. Положение Герасимовского месторождения показано красным контуром на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления</li> </ol>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>4. Структурная карта по отражающему горизонту Ф2 (кровля доюрских отложений) на Герасимовской площади</li> <li>5. Положение Герасимовского месторождения на фрагменте тектонической схемы осадочного чехла</li> <li>6. Герасимовское месторождение на карте нефтегазоносного районирования Томской области</li> <li>7. Региональный временной разрез по профилю IX.</li> <li>8. Положение проектной поисковой скважины № 100 на структурной карте по отражающему горизонту Ф2</li> <li>9. Положение проектной скважины № 100 на геологическом разрезе I-I</li> <li>10. Физико-геологическая модель пласта М по скважине 12 Герасимовского месторождения</li> <li>11. Прибор К1А-723-М</li> <li>12. Прибор К3А-723</li> <li>13. Прибор СРК-73</li> <li>14. Прибор СПАК-6Д</li> <li>15. Прибор ИММН-42-120/60</li> <li>16. Прибор НС-380</li> <li>17. Прибор ТРГК</li> <li>18. Прибор СГДТ-П</li> <li>19. Прибор АКЦ-НВ</li> <li>20. Каротажная станция «Кедр-02»</li> <li>21. Положение Герасимовского месторождения на фрагменте из карты геологического строения и вещественного состава доюрских образований</li> <li>22. Запись диаграмм БКЗ, АК, ГК и НГК в скважине 12 Герасимовского месторождения</li> <li>23. Пример зависимости <math>\Delta t = f(Kп)</math> для карбонатных отложений турнейского яруса палеозоя</li> <li>24. Ориентирование плоскости трещин в пространстве</li> <li>25. Определение глинистости по гамма-каротажу</li> <li>26. Планшет результатов обработки данных сканера</li> <li>27. Схема скважинного прибора АСТ-К-80</li> <li>28. Прибор ФМІ</li> <li>29. Устройство скважинных приборов для гамма-гамма-каротажа</li> <li>30. Взаимодействия гамма-квантов с веществом</li> <li>31. Зависимость показаний метода ГГК-П от плотности горной породы при различных длинах зонда</li> <li>32. Модуль серии СГП</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
По менеджменту	Доцент Якимова Т.Б.
По социальной ответственности	Ст. преподаватель Гуляев М.В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	25.02.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГ	Лобова Г.А.	д.г.-м.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Герасимов Егор Андреевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 116 страниц, 32 рисунка, 32 таблицы, 80 источников.

Ключевые слова: пласт М нефтегазоносного горизонта зоны контакта, физико-геологическая модель, комплекс геофизических методов исследования, Герасимовское месторождение, Томская область

Объект исследования – проектная скважина № 100 глубиной 2950 м со вскрытием палеозойских отложений, заложенная в южном блоке Герасимовского месторождения, которое расположено в зоне сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала (Томская область).

Цель работы: проектирование комплекса геофизических методов исследования в проектной скважине Герасимовская 100 для оценки продуктивности доюрского комплекса с целью осуществления прироста запасов категории С<sub>2</sub>. Задачи проекта сводятся к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения поставленных геологических задач.

На основании анализа ранее проведенных геолого-геофизических исследований построена физико-геологическая модель для доюрского резервуара, связанного с пластом М нефтегазоносного горизонта зоны контакта и определен комплекс методов, включающий электрические, радиоактивные, акустические. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, предложены приемы интерпретации геофизических данных, а также порядок выполнения метрологических проверок оборудования.

Самостоятельное исследование посвящено геофизическим методам изучения фильтрационно-емкостных свойств палеозойских коллекторов.

В экономическом разделе проведен анализ потенциальных потребителей и построен SWOT-анализ. Рассчитана стоимость выполнения проектных работ, которая составила 556974,94 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены возможные вредные и опасные производственные факторы при выполнении геофизических работ. Даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## ESSAY

The final qualifying work includes 116 pages, 32 figures, 32 tables, 80 sources.

Keywords: reservoir M of the oil and gas horizon of the contact zone, physical and geological model, a set of geophysical research methods, Gerasimovskoye field, Tomsk region

The object of research is the design well No. 100, depth 2950 m with the opening of the Paleozoic deposits, laid in the southern block of the Gerasimovskoye field, which is located in the junction of the Nyurol depression and the Pudinsky megaval (Tomsk region).

Purpose of work: designing a complex of geophysical research methods in the Gerasimovskaya 100 design well to assess the productivity of the pre-Jurassic complex in order to increase the reserves of category C2. The tasks of the project are reduced to the substantiation of a complex of geophysical studies to solve the set geological problems.

Based on the analysis of the previously conducted geological and geophysical studies, a physical and geological model for the pre-Jurassic reservoir associated with reservoir M of the oil and gas horizon of the contact zone was constructed and a set of methods was determined, including electrical, radioactive, and acoustic. The methodology of the work is considered, the equipment for the designed geophysical research is selected, methods for interpreting geophysical data, as well as the procedure for performing metrological checks of equipment are proposed.

An independent study is devoted to geophysical methods for studying the filtration-capacitive properties of Paleozoic reservoirs.

In the economic section, an analysis of potential consumers is carried out and a SWOT analysis is built. The cost of the design work was calculated, which amounted to 556974.94 rubles.

The section "Social Responsibility" discusses possible harmful and dangerous production factors when performing geophysical work. Recommendations are given on reducing the impact of harmful and dangerous factors on humans; measures are proposed to protect the environment and safety in emergency situations.

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;

БК – метод бокового каротажа;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ГМИС – геофизические методы исследования скважин;

ГК – метод гамма каротажа;

ГГК-П – гамма-гаммакаротаж плотностной

ДС – диаметр скважины;

ИК – метод индукционного каротажа;

КС – каротаж сопротивления;

МБК – микробоковой каротаж

МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;

НГК – метод нейтронного гамма каротажа;

ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПС – метод собственной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФГМ – физико-геологическая модель

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

КВ – кора выветривания;

НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта

ЭВМ – электронная вычислительная машина.

FMI – Formation Micro-Imager (азимутальный электрический микроимиджер)

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1 Географо-экономический очерк.....	11
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	12
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	15
2.2 Тектоника.....	18
2.3 Нефтегазоносность.....	22
2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазносных комплексов.....	23
2.5 Сейсмогеологическая характеристика.....	24
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	25
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	31
4.1 Задачи геофизических исследований.....	31
4.2 Обоснование объекта исследования.....	31
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	34
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	35
5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ.....	41
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	41
5.2 Метрологические исследования.....	47
5.3 Интерпретация геофизических данных.....	48
5.3.1 Обработка данных.....	48
5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	50
5.3.2.1 Литологическое расчленение разреза.....	50
5.3.2.2 Определение границ пластов.....	51
5.3.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств.....	52
6 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ.....	53
6.1. Литологическая характеристика палеозойских коллекторов.....	54
6.2 Методы геофизических исследований для определения ФЕС.....	57
6.3. Рекомендации по комплексу ГМИС для определения подсчетных параметров.....	69
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
7.1 Виды и объемы проектируемых работ.....	81



7.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту .....	81
7.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования.....	82
7.3.1 Расчёт затрат времени.....	83
7.3.2 Расчёт затрат труда .....	84
7.3.3 Расчёт затрат основных средств .....	86
7.4 Смета .....	87
7.4.1 Расчёт суммы основных расходов по видам работ .....	88
7.4.2 Расчет сметной стоимости контрольно-интерпретационных работ .....	90
7.4.3 Общая сметная стоимость работ по проекту.....	91
7.4.4 Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы.....	91
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	93
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	94
8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	94
8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	94
8.2 Производственная безопасность.....	96
8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	97
8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	102
8.3 Экологическая безопасность .....	105
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	109
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ .....	110

## ВВЕДЕНИЕ

Район исследования расположен в Томской области, которая является одним из нефтепромысловых районов Западной Сибири. Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» в настоящее время определены три направления восполнения сырьевой базы углеводородов Томской области: некомский комплекс, который был ранее малоосвоенным, доюрский комплекс и сланцевая нефть материнских пород. Эти направления являются ресурсоэффективными, потому что находятся на территории с уже развитой инфраструктурой.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в скважинах для оценки нефтегазоносности доюрского комплекса на Герасимовском месторождении (Томская область).

Объектом исследования данной работы является доюрский НГК.

Основные задачи работы – анализ ранее выполненных работ, построение физико-геологической модели объекта и выбор рационального комплекса ГМИС для решения поставленных геологических задач.

В специальной части будут рассматриваться геофизические методы исследования скважин, позволяющие подробно изучить доюрский нефтегазоносный комплекс, а именно выделить пласты коллекторы и оценить их фильтрационно-емкостные свойства.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет проводится анализ потенциальных потребителей и рассчитана проектно-сметная работа.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо провести анализ вредных и опасных производственных факторов и рассмотреть наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, и пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

### 1.1 Географо-экономический очерк

Герасимовское газоконденсатнефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области (рисунок 1). Ближайшие населенные пункты – пос. Пудино и г. Кедровый.

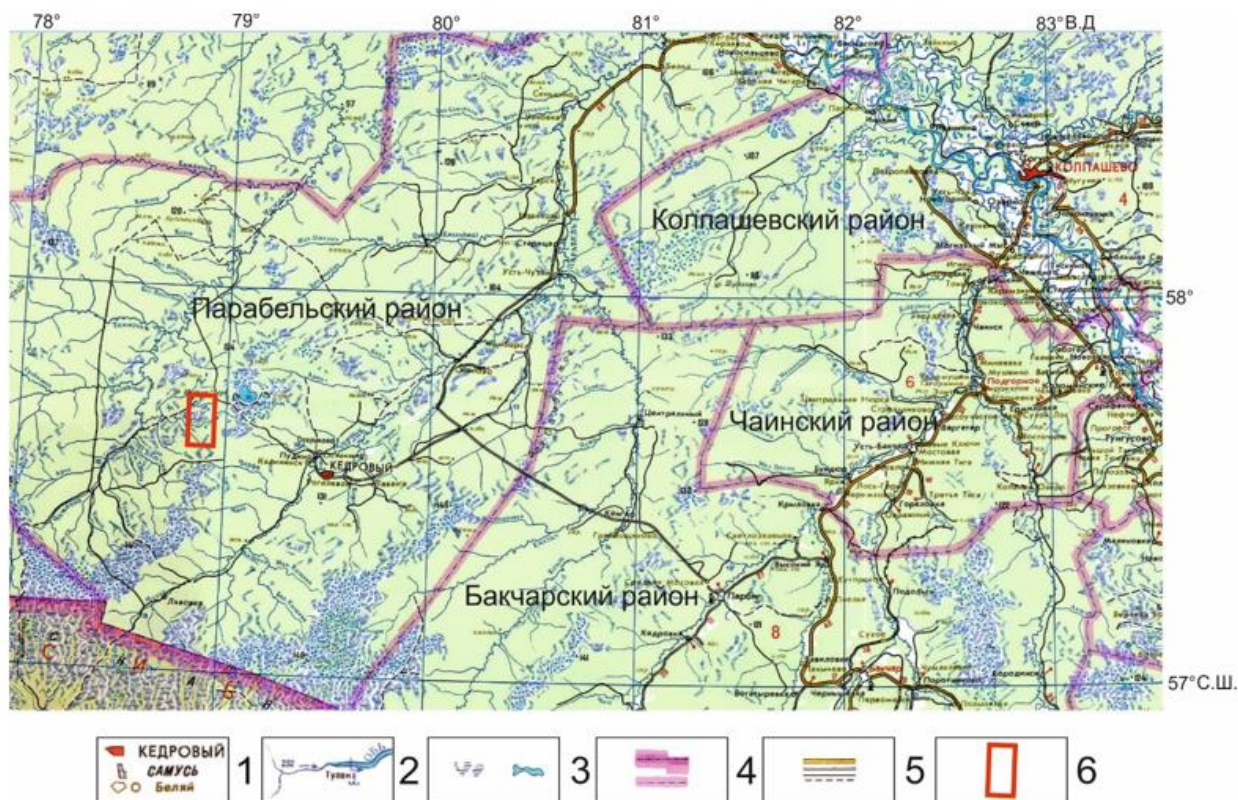


Рисунок 1 – Положение района исследований на фрагменте административной карты Томской области: 1 – населенные пункты; 2 – реки; 3 – болота, озера; 4 – границы субъектов, районов; 5 – автомобильные дороги; 6 – территория района исследований [70].

Разработку месторождения осуществляет Лугинецкое НГДУ, базирующееся в г. Кедровом, расположенном в 50 км на юго-восток. Здесь есть, больница, почта, аэропорт. Генеральные узлы и оборудование до Томска поступают по железной дороге, далее завоз грузов из Томска до с. Пудино осуществляется речным транспортом по рекам Оби и Чузик, а также по зимнику. Непосредственно на месторождение доставка грузов производится по зимнику. Смена вахт и завозов срочных грузов осуществляется вертолетами. Нефть через Герасимовский УПН (установка подготовки нефти) транспортируется в магистральный нефтепровод Александровское-Анжеро-Судженск. Газ направляется в Кедровый для нужд города.

Из местных стройматериалов имеются лес, песок, глина. Для технического водоснабжения используются воды палеоген-четвертичного водоносного комплекса. Источником питьевого водоснабжения служит водоносный горизонт атлымской свиты из открытого, в районе г. Кедрового, месторождения подземных вод.

В географическом отношении месторождение расположено в пределах Васюганской равнины, расположенной в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Рельеф местности представляет собой слаборасчлененную заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину с абсолютными отметками от 80 до 140 м. Речная сеть представлена многочисленными притоками рек Чижалка и Чузик. Судосходна река Чузик до с. Пудино для мелких барж. Вскрытие рек происходит в конце апреля – мае, с ледоставом во второй половине октября. Болота промерзают к концу января – началу февраля.

Климат района континентальный с длинной, суровой зимой и коротким теплым летом. Температура воздуха в среднем зимой составляет минус 22°C, летом – плюс 13 °C. Снежный покров держится 180-190 дней и достигает мощности 0,6 м, в пониженных участках до 1,5-2,0 м. Средняя глубина промерзания грунта 1,6 м, болота - до 0,4 м

По количеству выпадающих осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков 400-500 мм. Преобладающее направление ветров юго-восточное.

Месторождение относится к IV категории трудности.

## 1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Первые сведения о геологическом строении Васюганской нефтегазоносной области были получены в 1947 году при проведении геологической съемки масштаба 1:1000000. В 1957-58г.г. в центральной части Парабельского мегавала Новосибирской КТЭ проводилось профильное и площадное колонковое бурение.

В 1949-58 гг. район был покрыт магнитной съемкой масштаба 1:1000000, аэромагнитной съемкой масштаба 1:200000 и гравиметрической съемкой масштаба 1:1000000.

Систематическое изучение маршрутными, площадными и детальными сейсморазведочными работами проводится с 1959 года (М0В, КМПВ, ЗПВ и М0ГТ). Сведения о геофизических работах в пределах Герасимовской площади и их краткие результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сведения о выполненных объемах геофизических исследований и их результатов

Наименование отчета	Организация, проводившая работу	Год проведения работ	Вид и масштаб работ	Основные результаты исследования
Белов Р.В. и др. с/п 1/79-80	ТГТ	1979-1980	Площадные, МОГТ 1:10000	По отражающему горизонту $\Phi_2$ выявлено Герасимовское локальное поднятие и построена структурная карта.
П. 21-79-80 21/80-81 21/81-82 21/82-83	ТГТ	1979-1983	Гравиметрическая съемка 1:50000	Построена прогнозная структурно-литологическая схема доюрских образований Северо-Останинского, Герасимовского, Северо-Калинового, Нижне-Табаганского поднятий.
с/п 12/80-81	ТГТ	1980-1981	Опытно-методические сейсморазведочные работы	Получено представление о внутреннем строении доюрских образований Северо-Калиновой, Герасимовской и сопредельных площадей.
Лакно Г.А. и др. с/п 6/81-82	ТГТ	1981-1982	Площадные, МОГТ 1:50000	Получены сведения о геологическом строении и тектонике осадочного чехла и его подошвы Северо-Калинового, Герасимовского, Нижне-Табаганского поднятий.
Пушкарский Г.В., Канарейкин Б.А. с/п 12/82-83	ТГТ	1982-1983	Опытно-методические , МОГТ 1:50000 и 1:100000	Уточнено геологическое строение Герасимовской структуры по кровле отложений васюганской свиты и поверхности доюрских образований. Построена карта внутренней тектоники структуры палеозойских образований.
Белов Р.В. и др. 6/82-83	ТГТ	1982-1983	Площадные, МОГТ 1:50000 и 1:10000	Детализировано строение Герасимовского поднятия.
Стрелкова В.В. и др. о/м 11/82-83	ТГТ	1982-1983	Площадные, МОГТ 1:50000	Выделено в пределах Герасимовского АТЗ два участка, в пределах которых предложены точки заложения разведочных скважин.
Велов Р.В. и др. с/п 12/83-84 с/п 1,3,12/84-85	ТГТ	1983-1984 1984-1985	Площадные, МОГТ 1:50000	Проведена структурная детализация Герасимовского ЭТВ. Уточнены отдельные детали поверхности горизонта $\Phi_2$ в пределах оконтуривающей изогипсы -2800. Проведен прямой прогноз залежи углеводородов.
Стрелкова В.В. Михайлова Е.И. и др. о/м 11/85 т/п 11/84-85	ТГТ	1984-1985	Площадные, МОГТ 1:50000	Проведена комплексная интерпретация материалов Герасимовского месторождения. Выделены зоны распространения песчаных тел в отложениях васюганской и тюменской свит.
Стрелкова В.В. и др. с/п 11/86-88	ТГТ	1986-1988	Площадные, МОГТ 1:50000	Построены структурные и схематические карты прогноза литологического состава поверхности доюрских образований Герасимовского поднятия по разрезам ЭКО.
Громова З.И. с/п 21/88-90	«Сибнефтегео физика»	1988-1990	Площадные сейсмические работы (ЗД) 1:25000	Построены структурные карты по отражающим горизонтам $\Phi_2$ , 1а, 1б, 1в, значительно уточняющие строение Герасимовской площади и карта прогноза коллекторских свойств пласта М

Беспечный В.Н. т/п 4/94	АО «Сибнефтегео физика»	1994	Переинтерпр етация площадных пространстве нных сейсмических работ (ЗД). 1:25000	Построены структурные карты масштаба 1:25000 по отражающим горизонтам Па, 1Аа, 1Аб, 1А, Ф <sub>2</sub> . Выделены и прослежены тектонические нарушения, сделан прогноз развития приразломных зон в палеозойском комплексе, и развития зон песчанности в отложениях чехла.
----------------------------	-------------------------------	------	--	---

Герасимовское локальное поднятие по отражающему горизонту Ф<sub>2</sub> (кровля доюрского комплекса) выявлено методом ОГТ в 1980 году с/п 1 Томского геофизического треста. Полевые сейсморазведочные работы по подготовке структуры к разведочному бурению проводились с/п. 6/81-82. Бурением 444 параметрической скважины в 1983 году было открыто Герасимовское месторождение. С 1983 по 1988 год, пробурено порядка пробурено 19 глубоких скважин и выявлено более сложное строение Герасимовского месторождения, чем предполагалось ранее.

В 1988 году ТО СНИИГГиМСа проведен детальный анализ сейсмических, промысловых исследований и результатов геологоразведочных работ Герасимовского месторождения и подготовлен отчет, в котором представлена и описана геологическая модель месторождения, проведен подсчет запасов углеводородов.

Результаты бурения куста эксплуатационных скважин подтвердили данные о сложном строении структуры и в 1988-90 г.г. АО "Сибнефтегеофизика" в пределах поднятия провела площадные пространственные сейсмические работы (ЗД), значительно уточняющие строение Герасимовской площади.

В связи с детальным изучением Герасимовского месторождения и представлением запасов в ГКЗ возникла необходимость ревизии результатов пространственных сейсморазведочных работ с/п 21/88-90 АО "Сибнефтегеофизика" вследствие того, что имели место случаи расхождения в отбивке поверхности пласта М в скважинах 5, 122, 112, 8, появились новые материалы по скважине 200 и начали осваиваться новые технологии интерпретации сейсмического материала на базе ПЭВМ.

В 1994 году тематической партией 4 АО "Сибнефтегеофизика" на основе новых технологий была проведена переинтерпретация материала, в результате получены уточненные структурные карты с элементами прогноза коллекторских свойств по основным продуктивным горизонтам, а также выделены и протрассированы тектонические нарушения. Выполненные структурные построения явились основой для настоящего подсчета запасов.

## 2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

### 2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез района месторождения представлен отложениями палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста (рисунок 2). Стратиграфическое описание дается согласно [1].

#### *Палеозойская эротема (PZ)*

Отложения палеозоя слагают герцинский фундамент, стратиграфический комплекс которого на месторождении представлен осадками девона и карбона.

*Мирная толща (D<sub>1em</sub>)* представлена известняками черными, глинистыми, битуминозными с фауной тентакулит.

*Чузикская толща (D<sub>2ef-gv</sub>)* вскрыта скважиной 16, представлена переслаивающимися черными и темно-серыми известняками, мергелями, аргиллитами. Толщина отложений до 470 м.

*Герасимовская толща (D<sub>2ef-gv</sub>)* карбонатного типа разреза является аналогом чузикской пачки, представлена органогенными и органогенно-обломочными известняками. В верхней части залегает толща глинисто-карбонатных пород, возраст которой не определен, ее относят к измененной части известняков.

*Чагинская толща (D<sub>3f-fm</sub>)*, вскрытая скважиной 15, представлена в нижней части, до глубины 2910 м, черными и темно-серыми кремнистыми известняками, аргиллитами с остатками фораминифер и радиолярий. Верхняя часть состоит из чередующихся кремней, радиоляритов, кремнеаргиллитов и кремнеизвестняков. Толщина отложений 480 м.

*Кехорегская толща (C<sub>1t2-vi</sub>)* представлена серыми и темно-серыми глинистыми, известковистыми аргиллитами, илистыми известняками. В верхней части (2890-2942 м) породы осветлены и представлены глинисто-кремнистыми разностями.

*Табаганская толща (C<sub>1v2-sl</sub>)* сложена силицитами темно-серыми, кремнистыми известняками с остатками фораминифер, мшанок, крикоидей, остракод.

Практически всеми скважинами Герасимовского месторождения в кровле палеозойских пород вскрыта толща измененных, выветрелых отложений, которая образуется в пермо-триасовое время. Глубина изменения от кровли палеозоя достигает 80 м (скв.200). К кровле неизмененного палеозоя приурочен сейсмический горизонт А.

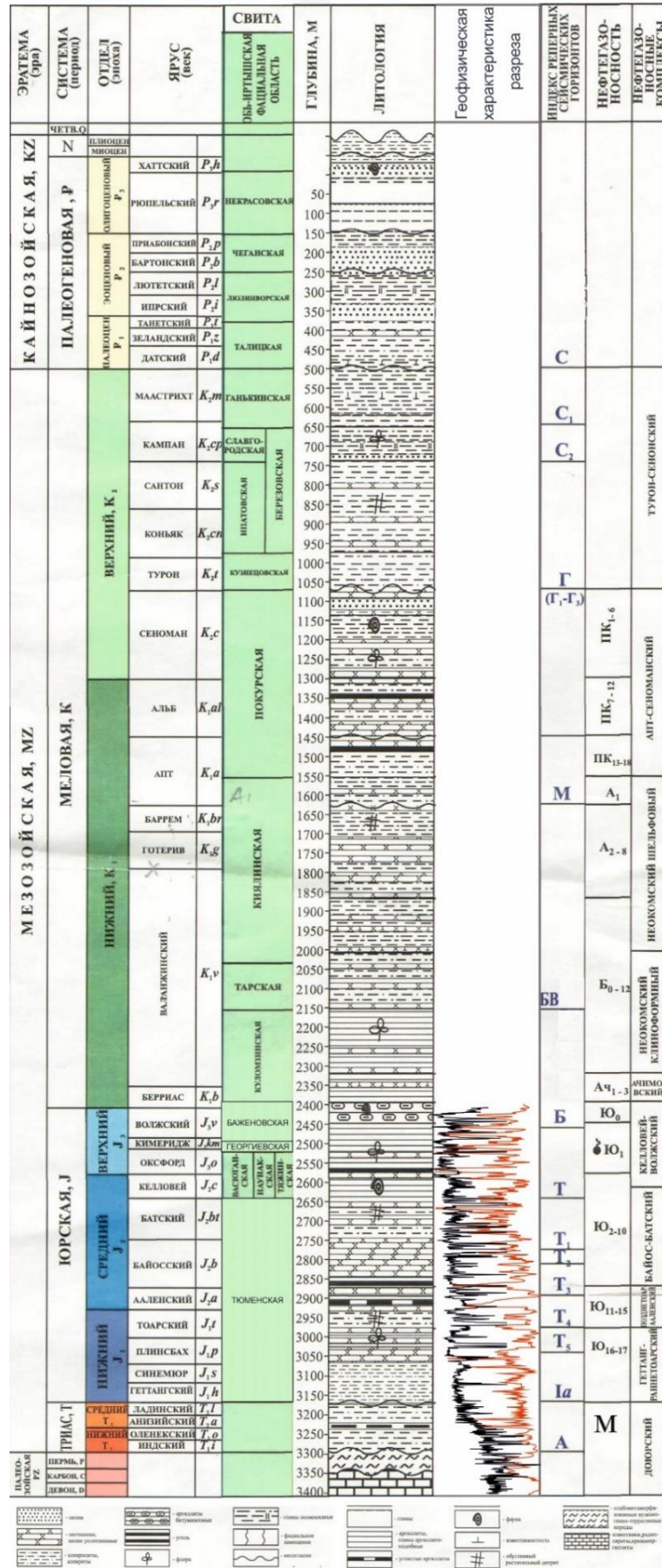


Рисунок 2 – Сводный геолого-стратиграфический разрез [3]



Отложения фундамента перекрываются с угловым и стратиграфическим несогласием мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом, пожитное описание которого выполнено на основе [2, 3].

### *Мезозойская эротема (MZ)*

#### *Юрская система (J)*

В составе юрского комплекса выделяются песчано-глинистые континентальные отложения тюменской свиты ниже-среднеюрского возраста, прибрежно-морские осадки васюганской свиты, глины георгиевской свиты и глубоководные отложения баженовской свиты.

*Тюменская свита (J<sub>2a</sub>- J<sub>2bt</sub>)* представлена переслаивающимися алевритистыми и углистыми аргиллитами, серыми и светло-серыми разнозернистыми песчаниками, к которым приурочены пласты-коллекторы Ю<sub>12</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>9</sub>, Ю<sub>8</sub>, Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>2</sub>.

*Васюганская свита (J<sub>2c</sub>- J<sub>3o</sub>)* сформировалась в прибрежно-морских условиях, по литологическому составу подразделяется на две подсвиты: нижневасюганскую - преимущественно глинистую, и верхневасюганскую - песчаную. В состав горизонта Ю<sub>1</sub> входят продуктивные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>5</sup> и представлены песчаниками серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, полимиктовыми с признаками нефти. Пласты разделяются глинистыми прослоями или углями.

Формирование *георгиевской свиты (J<sub>3kt</sub>)* происходило в условиях начала трансгрессии. Свита сложена глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, крепкими с включениями пирита и остаткам фауны.

*Баженовская свита (J<sub>3tt</sub>)* накапливалась в морских условиях и представлена темно-серыми, почти черными и буровато-черными битуминозными аргиллитами, плитчатыми с включениями пирита и фауны. Свита прослеживается на большей части Западно-Сибирской плиты и является одним из самых выдержанных литологических и стратиграфических реперов. К подошве баженовской свиты приурочен сейсмический горизонт Б (IIa).

#### *Меловая система (K)*

*Куломзинская свита (K<sub>1b</sub>)* согласно залегает на юрских отложениях представлены преимущественно темно-серыми аргиллитами с прослоями зеленовато- и голубовато-серых кварцполевошпатовых песчаников и алевролитов. Аргиллиты серые, горизонтально слоистые, плотные. *Тарская свита (K<sub>1v</sub>)* прибрежно-морского генезиса представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов и достигает 79-105 м. *Киялинскую свиту (K<sub>1g-br</sub>)* составляют неравномерно переслаивающиеся пестроцветные комковатые глины, зеленовато- и буровато-серые полимиктовые песчаники и алевролиты. Толщина

свиты 525-603 м. *Алымская свита* ( $K_{1a}$ ) в верхней части сложена серыми аргиллитоподобными глинами (кошайская пачка), в нижней части почти повсеместно появляются пласты песчаников. *Покурская свита* ( $K_{1a-al}+K_{2c}$ ) формируется в континентальных условиях, представлены переслаиванием глин комковатых, песчаников и алевролитов. Толщина свиты 677-895 м.

*Кузнецовская свита* ( $K_{2t}$ ) представлена темно-серыми глинами с гнёздами глауконита. Отложения сформированы в результате обширной трансгрессии моря.

К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г (или опорный сейсмический IV).

*Ипатовскую свиту* ( $K_{2sp-s}$ ) слагают неравномерно переслаивающиеся серые плотные песчанистые глины, глинистые алевролиты и полимиктовые мелкозернистые пески. Толщина свиты 180 м. *Славгородская свита* ( $K_{2sp}$ ) представлена зеленовато-серыми опоконидными глинами с прослоями зеленовато-серых глауконитовых песков. Толщина свиты 40-50 м. *Ганькинская свита* ( $K_{2t}$ ) составляют темно-серые, плотные, плитчатые, участками известковистые глины. Толщина свиты 110 м.

#### *Кайнозойская эротема (KZ)*

#### *Палеогеновая система (P)*

Отложения палеогеновой системы согласно залегает на мезозойских образованиях и представлены всеми тремя отделами - палеоценом, эоценом и олигоценем.

#### *Четвертичная система (Q)*

Четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на палеогене, представлены желтовато-буроватыми суглинками, песчано-алевролитистыми глинами, супесями и песками. Толщина отложений около 30 м.

## 2.2 Тектоника

Согласно тектонического районирования по [4] Герасимовская структура находится в одном из приподнятых блоков герцинид, возникших во время проявления рифтовой тектоники (рисунок 3). Район исследований тяготеет к области позднегерцинской складчатости.

По тектоническому районированию структур осадочного чехла, территория исследования находится в пределах зоны сочленения Пудинского мезоподнятия и Чузикско-Чижапской мезоседловины (рисунок 5).

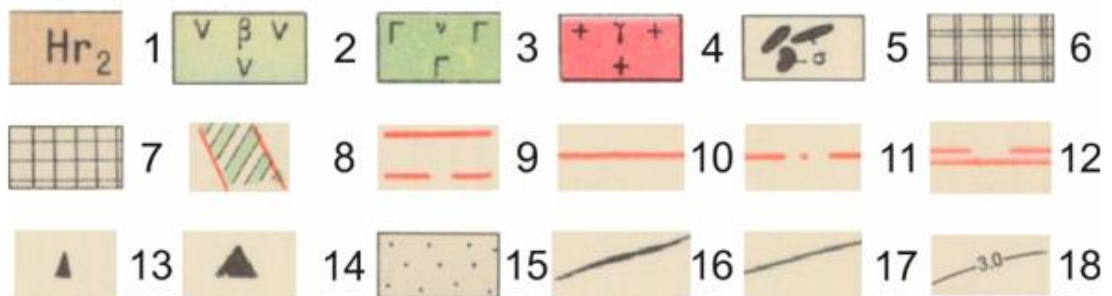
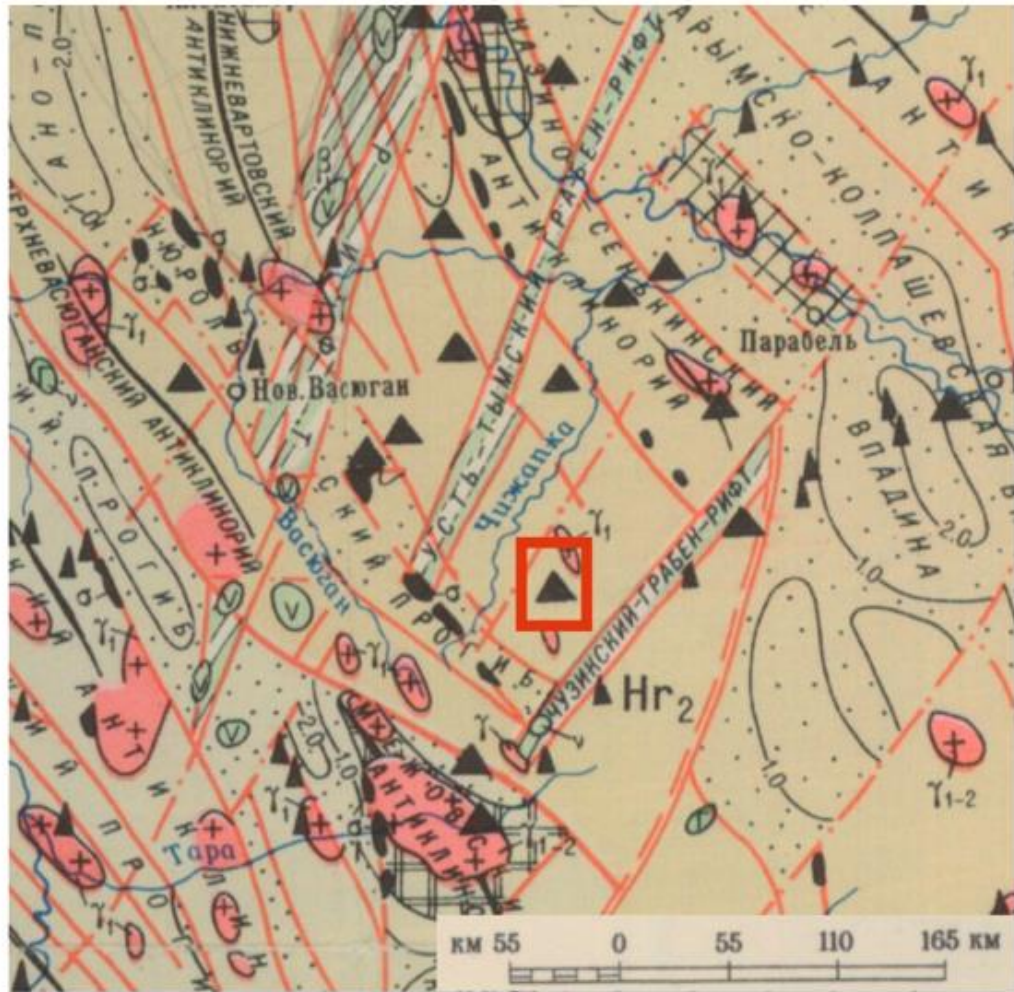


Рисунок 3 – Положение Герасимовского месторождения показано красным контуром на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты и ее обрамления [4]: 1 – области позднегерцинской складчатости; 2 – траппы, интрузии; 3 – основного состава, 4 – среднего и кислого состава, 5 – ультраосновного состава; 6 – ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами, 7 – ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами; 8 – раннемезозойский грабен-рифт, 9 – глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром не выходящие на поверхность фундамента), 10 – разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны, 11 – прочие разломы, 12 – разломы-сдвиги, 13 – скважины, вскрывшие фундамент, 14 – группы скважин, вскрывших фундамент, 15 – протоорогенные прогибы и внутренние впадины, 16 – оси антиклинориев, 17 – границы крупных структурных зон, 18 – изопахиты орогенных, полуплатформенных и платформенных образований, слагающих впадины фундамента плиты (в км)



Рисунок 5 – Положение Герасимовского месторождения на фрагменте тектонической схемы осадочного чехла [5].

Структурный план вышележащих горизонтов (Ia и IIa) в общих чертах повторяет план Герасимовской площади по кровле доюрских образований. При этом, наиболее приподнятыми остаются отложения чехла, наложенные на палеозойский выступ.

По кровле палеозойских образований Герасимовское поднятие представляет собой горст-синклиналь, сформированную, как пликативной крупной складчатостью, так и инверсионными блоковыми движениями по системе разломов.

По данным 3Д сейсморазведки по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (кровля доюрских образований) выделяется большое количество дизъюнктивных нарушений различных направлений (рисунок 4). Анализ имеющейся структурной карты показывает, что степень раздробленности палеозойской поверхности неодинакова.

Наибольшая плотность нарушений отмечается в центральном выступе. Здесь преобладает субмеридиональное простирание разломов, совпадающее, в целом, с простиранием складки. Преимущественно эти нарушения являются сбросами, и, по степени их распространения, делятся на проникающие в мезозойские отложения и не проникающие. Максимальная амплитуда сбросов около 20 м. При повторной интерпретации данных сейсморазведки выявлена система оперяющих (вторичных) непротяженных разломов типа сдвигов, в основном, субширотного, а также юго-западного и северо-западного простирания.

Сеть тектонических нарушений разделяет месторождение на ряд блоков. Причем зоны улучшенных коллекторских свойств в доюрских образованиях тяготеют к участкам

разгрузки тектонических напряжений (зоны разуплотнения и дробления, фиксируемые более мелкими нарушениями различной ориентировки).

Площадь в целом по горизонту  $\Phi_2$  оконтуривается изогипсой минус 2740 м. Наиболее приподнятый блок в районе скважины 4 имеет наивысшую отметку минус 2596 м. Амплитуда Герасимовского поднятия по этим данным равна 144 м (рисунок 4).

По отложениям платформенного чехла район работ относится к Центральной тектонической области и расположен в зоне сочленения крупных структур 1 порядка: Нюрольской впадины и Пудинского мегавала.

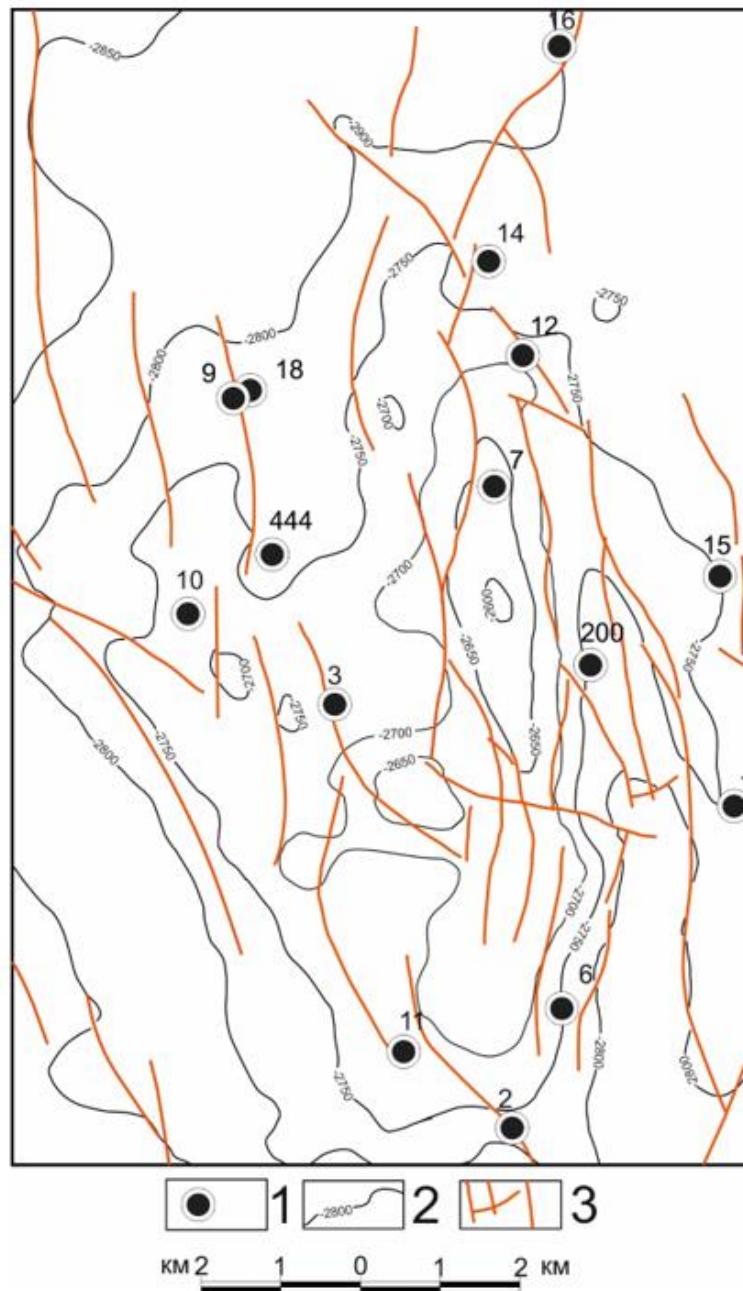


Рисунок 4 – Структурная карта по отражающему горизонту  $\Phi_2$  (кровля доюрских отложений) на Герасимовской площади: 1 – скважины; 2 – изогипсы отражающего горизонта  $\Phi_2$ ; 3 – дизъюнктивные нарушения.

### 2.3 Нефтегазоносность

Герасимовское газоконденсатнонефтяное месторождение, находится в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области ЗСНМП (рисунок 6).

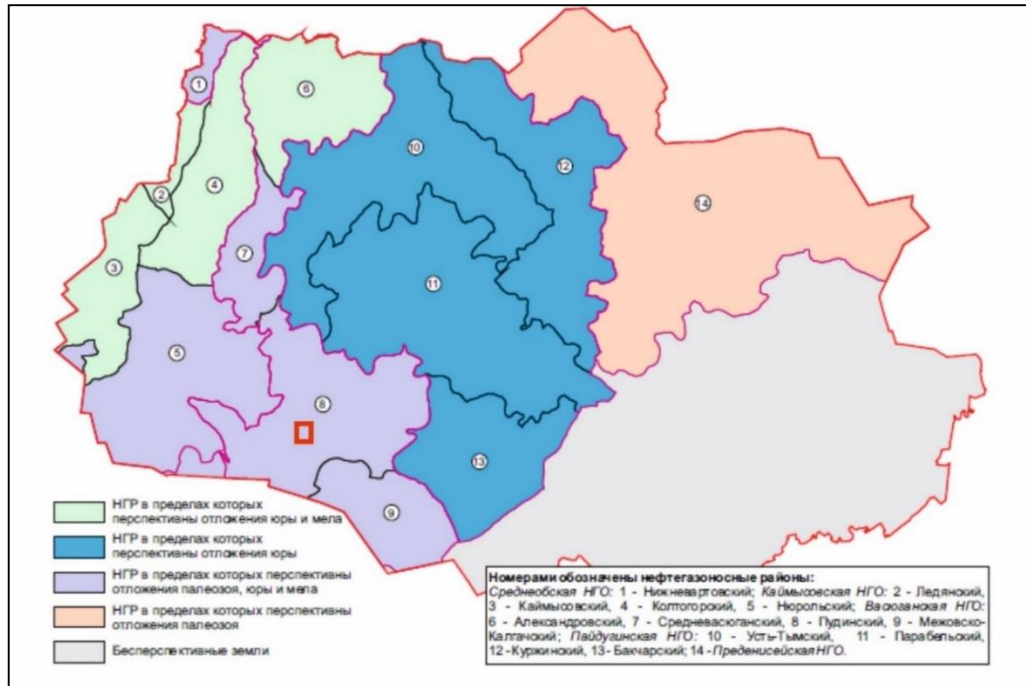


Рисунок 6 – Герасимовское месторождение на карте нефтегазоносного районирования Томской области [6]

В Пудинском НГР выделяются следующие нефтегазоносные комплексы (НГК): доюрский (пласт М), среднеюрский (с пластами Ю<sub>7</sub>- Ю<sub>9</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub>) и верхнеюрский с пластами горизонта Ю<sub>1</sub>.

Месторождение Герасимовское относится к многопластовым со сложным геологическим строением. По фазовому состоянию нефтегазоносность на месторождении связана следующим образом: газовые залежи – с пластами Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>5</sup>, Ю<sub>2</sub>, нефтяные – с пластами Ю<sub>7</sub>, Ю<sub>8</sub>, Ю<sub>9</sub>, Ю<sub>11</sub>, Ю<sub>12</sub> и М. Пласты Ю<sub>7</sub> и М имеют газовые шапки. Основные запасы нефти находятся в пласте М. Продуктивность пласта выявлена в пределах центральной горст-синклинали и в сопредельных участках вдоль цепочки субмеридиональных разломов. Системой разломов палеозойский выступ делится на 4 блока: северный (основной), южный, блок скважины 200 и блок скважины 1118. Залежи нефти, приуроченные к этим блокам, изолированы, подсчет запасов по ним произведен раздельно.

Согласно исследованиям, протяженные зоны улучшенных коллекторских свойств выявлены на западном и восточном склонах поднятия. Эти зоны прослеживаются с севера

на юг, при этом наличие западной зоны не подтверждено данными бурения, в восточной зоне пробурены скважины 8, 200, вскрывшие пласт с наилучшими коллекторскими свойствами. Залежь нефти, в палеозое контролируется зоной повышенной плотности нарушений и оконтуривается сейсмоизогипсой минус 2700 м.

#### 2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазносных комплексов

В доюрском НГК пласт М в литологическом отношении представлен преимущественно выветрелыми кремнистыми, реже глинисто-кремнистыми породами, иногда с примесью карбонатов зоны коры выветривания (НГГЗК), образованной по отложениям палеозойского возраста. Наилучшие коллекторские свойства в пласте М наблюдаются в кремнистых породах с большим количеством реликтовой органики, наихудшие – в более карбонатных или более глинистых. Сидеритизация и привнос металлических соединений может снижать пористость. Для коллекторов пласта М характерны повышенные значения остаточной водонасыщенности (60% и выше), что обусловлено наличием большого количества мелких пор, в которых вода прочно удерживается молекулярными силами.

Существенные различия в строении порового пространства обусловили широкие пределы изменения проницаемости – от  $0,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $1019 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Наличие тонкопористых разностей определило несоответствие высоких значений пористости (>20%) и низких значений проницаемости ( $1-2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) по ряду образцов.

Изучение керн показало наличие порового и трещинно-порового типа коллектора пласта М [69]. Анализ работы пласта во время опробования и эксплуатации также указывает на поровый тип коллектора. Микропоровая емкость заполнена преимущественно поровой водой, нефть содержится в основном в более крупных порах, а также кавернах и трещинах.

Породы-коллекторы *тюменской свиты* Ю<sub>7</sub>-Ю<sub>12</sub> отличаются от коллекторов васюганской свиты, что обусловлено их континентальным генезисом. В целом песчаники более крупнозернистые по сравнению с песчаниками васюганской свиты.

Все песчаники являются типично поровыми коллекторами. Пористость изменяется от 2% до 21%, проницаемость от 0 до десятков мД. В целом отмечается снижение фильтрационно-емкостных свойств от пластов васюганской свиты к пластам тюменской свиты. Исключение составляет южная часть пласта Ю<sub>7</sub>, где коллекторские свойства относительно высоки: коэффициент пористости равен 16,0%, проницаемость - 44 мД (по керну).

## 2.5 Сейсмогеологическая характеристика

В осадочном чехле юго-восточных районов Западной Сибири выделяют несколько опорных сейсмических горизонтов, которые тяготеют к выдержанным по толщине глинистым пачкам, сформировавшимся в эпохи трансгрессий и получившие распространение на обширных территориях (рисунок 7).

*Отражающий горизонт  $\Phi_2$  (подошва юры)* приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями.

*Отражающий горизонт Б ( $\Pi^a$ ) (поздняя юра, волжский ярус)* на большей части Томской области связан с отложениями баженовской свиты.

К отложению кошайской пачки алымской свиты приурочен региональный сейсмический репер – *отражающий горизонт М (III) (ранний мел, ант)*, хотя качество его прослеживания значительно хуже, чем горизонт  $\Pi^a$  и IV, он вполне кондиционно картируется по сейсмическим данным [5].

*Отражающий горизонт Г (IV) (верхний мел, турон)*, формирующийся на пачке аргиллитов кузнецовской свиты. Наряду с горизонтом  $\Pi^a$  – наиболее надежный сейсмический репер, так как на большей части исследуемой территории горизонт обладает высоким энергетическим уровнем.

Глинистым флюидоупором талицкой свиты, к которой приурочен *отражающий горизонт С (V) (палеоген, ранний палеоцен)*, коньяк-кайнозойский мегакомплекс разделен на два комплекса: коньяк-раннепалеоценовый и поздний палеоцен-четвертичный.

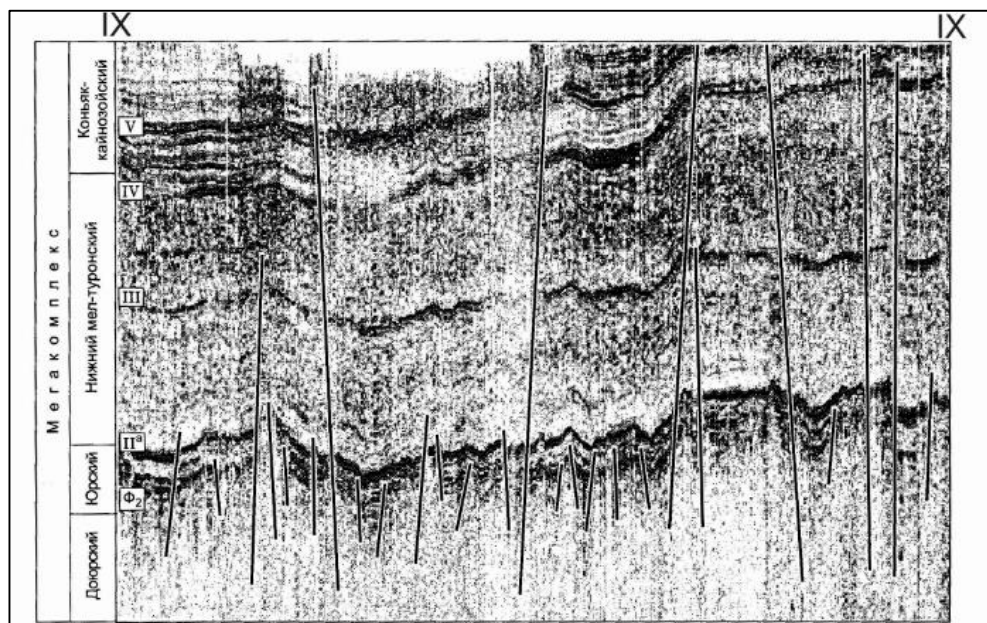


Рисунок 7 – Региональный временной разрез по профилю IX. [5].



### 3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геофизические исследования в скважинах Герасимовского месторождения выполнялись в соответствии с требованиями «Технической инструкции по проведению ГИС», утвержденной Мингео СССР 04.05.84 г., и других руководящих документов.

Геофизические исследования включали в себя следующие виды: общие, детальные и контроль за техническим состоянием скважин.

Общие исследования проводились по всему стволу скважин в масштабе 1:500 и охватывали следующие методы: стандартный каротаж (градиент-зонд А2М0,5N и ПС), гамма и нейтронный гамма-каротаж ГК и НГК, кавернометрию, профилометрию и инклинометрию.

Детальные исследования проводились в пределах продуктивных интервалах в масштабе 1:200.

В целях контроля за техническим состоянием ствола скважин кроме кавернометрии, профилометрии и инклинометрии, выполнявшихся в открытом стволе, проводились термометрия (ОЦК), акустический каротаж (АКЦ) для определения высоты подъёма цемента и оценки качества тампонажных работ; электромагнитная дефектоскопия (ДСП) для определения герметичности колонн и локатор муфт (ЛМ) для контроля за перфорацией. При проведении радиоактивного каротажа использовались источник нейтронов Pu-Be мощностью  $5,13 \cdot 10^6$  н/сек.

При проведении исследований использовались каротажные станции ПОКС и ЛКС-7, подъёмники ПК-2, ПКС-3,5, кабель КТ-3-67-100, или КГ-3-67-180.

Газовый каротаж проводился станцией АГКС-М с поплавковым дегазатором.

Скважинная аппаратура и оборудование проходили стандартизацию и эталонировку в соответствии с действующими инструкциями. Запланированный комплекс ГИС, в основном, выполнен во всех скважинах.

Качество геофизических материалов по разведочным скважинам оценивалось интерпретационной службой Томской геофизической экспедиции по исследованиям скважин (ТГЭИС), по эксплуатационным – камеральной партией треста "Томскнефтегеофизика".

В скважине 11 Герасимовского месторождения был проведен следующий комплекс геофизических исследований (таблица 2).



28.08.85	«Метод двух растворов» Боковой каротаж Микробоковой каротаж Микрокавернометрия	27400-2878 м 2750-2877 м 2750-2877 м	1:200 1:200 1:200
10.09.1985	Ст. каротаж – А2М0, 5N ПС - 25 мВ А2М0, 5N ПС - 25 мВ N6М0, 5А N0, 5М2А БКЗ: А0, 4М0, 1N А1М0, 1N А4М0, 5N А8М1N	2770-2933 м 2770-2933 м 2780-2938 м 2780-2938 м 2780-2930 м 2780-2931 м 2770-2934 м 2770-2930 м 2780-2923 м 2784-2933 м	1:500 1:500 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200
12.09.1985	Кавернометрия Микрозондирование Боковой каротаж Индукционный каротаж Микробоковой каротаж Микрокавернометрия РК: ГК ГК НГК НГК АК (по скорости) (по затуханию)	339-2973 м 2770-2943 м 2770-2941 м 2400-2940 м 2798-2942 м 2798-2942 м 0-2940 м 2396-2940 м 83-2941 м 2399-2941 м 2700-2941 м 2700-2940 м	1:500 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:500 1:200 1:500 1:200 1:200 1:200
1.11.1985-5.01.1986	Испытание пластов	2846-2867 м	
5.01.1985-30.01.1985	Испытание пластов	2569-2574	

Спроектированный комплекс геофизических исследований выполнен полностью. Качество геофизических материалов, в основном, хорошее. Удовлетворительно оценены записи микрозондов от 4.08.1985 и 12.09.1985, БК от 28.08.1985, БКЗ от 10.09.1985 (кроме зонда А0, 4М0, 1N) и стандартного зонда А2М0, N5 от 12.09.1985.

Исследования по методу «двух растворов» положительных результатов не показали, т. к. по геофизическим данным сопротивления растворов оказались практически одинаковыми в связи с хлор-калиевыми добавками в рабочий раствор.

По результатам геофизических исследований к испытаниям предлагались пласты: Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (2565-2572 м) как продуктивный; Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (2554-2562 м) как продуктивный, но со слабыми коллекторскими свойствами; Ю<sub>6</sub> (2780-2788 м) для выяснения возможности получения притока и изучения коллекторских свойств; Ю<sub>7</sub> (2819-2826 м) для изучения промышленных характеристик пласта, кора выветривания (2863-2874 м) как возможно продуктивный; палеозой (2869-2875 м); палеозой (2863-2867 м) с дострелом 2855-2862 м для изучения характера насыщения и изучения коллекторских свойств отложений.

Испытания были проведены в интервале 2846-2867 м (кора выветривания, пласт М). В результате исследования был получен приток нефти с пластовой водой дебитом 0,36

м<sup>3</sup>/сут, содержание нефти в воде 36,5%. Также испытания проведены в интервале 2569-2574 м (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), получен приток воды с газоконденсатом, дебит 1,72 м<sup>3</sup>/сут.

В таблице 3 приведен выполненный в скважине 12 Герасимовского месторождения комплекс ГМИС.

Таблица 3 – Комплекс геофизических исследований в скважине № 12

Дата проведения работ	Виды работ	Интервал исследования	Масштаб глубин
1	2	3	4
2.11.1985 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Кавернометрия Инклинометрия	633-2450 м 633-2438 м 0-2450 м	1:500 1:500 ч/з 25 м
21.12.1985 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС	2390-2598 м	1:500
22.12.1985 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Кавернометрия Инклинометрия БКЗ 4 уст. Ст. кар. 3 уст., ПС Кавернометрия Микрозондирование Боковой каротаж Индукционный	2400-2610 м 2410-2611 м 2400-2612 м 2400-2612 м 2400-2610 м 2400-2613 м 2400-2613 м 2400-2613 м 2400-2613 м	1:500 1:500 ч/з 25 м 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200
29.12.1985 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Кавернометрия Микрозондирование	2510-2752 м 2400-2754 м 2500-2760 м	1:500 1:500 1:200
04.01.1986 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Кавернометрия Микрозондирование	2700-2795 м 2700-2798 м 2656-2800 м	1:500 1:500 1:200
14.01.1986 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Кавернометрия Инклинометрия Ст. кар. 3 уст., ПС БКЗ 4 уст. Кавернометрия Микрозондирование Боковой каротаж Индукционный КМБК	2520-2860 м 2520-2866 м 2520-2860 м 2520-2860 м 2520-2859 м 2530-2868 м 2510-2868 м 2500-2868 м 2520-2868 м 2400-2868 м	1:500 1:500 ч/з 25 м 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200
19.01.1986 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Кавернометрия Микрозондирование Индукционный	2760-2891 м 2730-2890 м 2800-2896 м 2500-2895 м	1:500 1:200 1:200 1:200
29.01.1986 г.	Ст. кар. 1 уст., ПС Профилеметрия Инклинометрия БКЗ 4 уст. Ст. кар. 3 уст., ПС Кавернометрия Микрозондирование Боковой каротаж КМБК Индукционный	2700-3002 м 633-3006 м 2700-3000 м 2760-3002 м 2760-3002 м 2750-3006 м 2700-3006 м 270-3005 м 2700-3006 м 2510-3006 м	1:500 1:500 ч/з 25 м 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200 1:200

30.01.1986 г.	ГК-НГК	60-2446 м	1:500
	ГК, НГК	2378-3010 м	1:200
	АК по скорости	2400-3010 м	1:200
	АК по затуханию	2416-3012 м	1:200
03.02.1986 г.	Боковой кар. на сол. р-ре	28000-3009 м	1:200
	КМБК на сол. р-ре	2740-3001 м	1:200
06.09.86-20.09.86	Испытание пластов (А-50)	2902-2917 м	
19.03.87-15.04.87	Испытание пластов (А-50)	2867-2879 м	
15.04.87-7.05.87	Испытание пластов (А-50)	2847-2860 м	
7.05.87-13.06.87	Испытание пластов (А-50)	2828-2859 м	
13.06.87-23.06.87	Испытание пластов (А-50)	2770-2780 м	
24.06.87-04.07.87	Испытание пластов (А-50)	2565-2570 м	

Запроектированный комплекс ГМИС выполнен полностью. Проведены специальные исследования методом «двух растворов». Записаны кривые БК, МБК.

Качество материалов, в основном, хорошее, за исключением кривой кавернометрии в интервалах 2410-2611 м, 2400-2613 м в масштабе соответственно 1:500 и 1:200, стандартного каротажа две установки (N0, 5M2A; N6M0, 5A) в интервале 2400-2613 м в масштабе 1:200, которые оценены удовлетворительно.

Сопrotивление промывочной жидкости, уточненное по БКЗ, в интервале исследования составило 1,25-1,45 Ом.

По результатам геофизических исследований к испытаниям предлагались следующие объекты: палеозойский фундамент в интервале 2965-2978 м, как возможный коллектор; интервал 2913-2915 м и 2904-2905 м – для определения характера насыщения; Интервалы палеозоя 2868-2879 м, 2847-2860 м, и 2838-2840 м, 2770-2779 м (тюменская свита) для получения притока нефти; интервал 2566-2569 м (наунакская свита) также для получения притока нефти

Был испытан объект в интервале 2902-2917 м (палеозой). По результатам испытания было выяснено, что данный пласт является коллектором неопределенного характера насыщения.

Испытания проведены в интервале 2867-2879 м (палеозой), в ходе которого было определено, что пласт в этом интервале является водонефтеносным с пульсирующим характером работы. Общий дебит жидкости составил 11,5 м<sup>3</sup>/сут., из них нефти – 8 м<sup>3</sup>/сут., воды – 3,5 м<sup>3</sup>/сут.

Также был испытан объект в интервале 2847-2860 м (палеозой). При среднединамических уровнях 1159 и 1079 м получены притоки нефти соответственно 3,5 11,5 м<sup>3</sup>/сут. И 2,6 11,5 м<sup>3</sup>/сут. Пласт охарактеризован как нефтяной малодебитный непереливающий.

Испытан пласт в интервале 2838-2859 м (палеозой). В ходе испытания определено, что пласт является нефтяным. Дебит жидкости 8 м<sup>3</sup>/сут, в том числе нефти – 83,3%, воды – 16,7%.

Испытания проведены в интервале 2770-2780 м (Ю<sub>7</sub>, тюменская свита). Дебиты нефти при среднединамических уровнях 548 и 485 м составили 0,4 и 0,3 м<sup>3</sup>/сут. Интервал охарактеризован как слабопроницаемый, малодебитный, нефтяной.

Также был испытан объект в интервале 2565-2570 м (васюганская свита). Пласт охарактеризован как сухой [69].

По выполненному комплексу геофизических методов была проведена стратиграфическая разбивка разреза скважин. В таблице 4 показаны стратиграфические разбивки по скважинам 11 и 12.

Таблица 4 – Стратиграфические разбивки по скважинам 11 и 12 Герасимовского месторождения.

№ скв.	11		12	
Альт. рот.	113		119,1	
Свита	Кровля	Мощность	Кровля	Мощность
Кузнецовская	644	12	656	12
Покурская	656	893	668	882
<u>Киялинская</u>	1549	628	1550	626
Тарская	2177	94	2176	98
Куломзинская	2271	255	2272	255
Баженовская	2526	22	2527	21
Георгиевская	2548	6	2548	4
Васюганская	2554	61	2552	59
Тюменская	2615	229	2611	231
Кора выветривания (Р-Т)	2844	54	2838	41
Фундамент	2898	44	2879	131
Забой	2942		3010	

Данные термометрии (ОГГ) в скважине 18 Герасимовского месторождения использовались для палеотемпературного моделирования Останинской группы месторождений [81].

## 4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 4.1 Задачи геофизических исследований

На стадии поиска и разведки месторождения углеводородов перед геофизическими методами ставятся следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств пород;
- оценка характера насыщения коллекторов.

### 4.2 Обоснование объекта исследования

Критерием перспективности нефтегазоносности является наличие нефтематеринской свиты и получение прямых признаков нефтенасыщения.

На территории исследования баженовская свита является нефтематеринской. Наибольший интерес представляют глубокозалегающие горизонты доюрского НГК. Этот объект относится к трудноизвлекаемым запасам (ТРИЗ) и является приоритетным объектом на настоящее время [7].

В непосредственной близости от Герасимовского месторождения находятся многопластовые газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Западно-Останинское, Калиновое, Северо-Калиновое, Нижнетабаганское и другие. Залежи нефти и газа на этих месторождениях приурочены к палеозойским образованиям, зоне контакта (кора выветривания - пласт М), отложениям тюменской и васюганской свит. Большинство залежей имеет промышленное значение.

В скважинах Герасимовского месторождения были получены прямые признаки нефти по керновым данным и испытанию пластов.

Заложение разведочной скважины 100 проектируется для уточнения положения ВНК по методике Савченко [8] в южном направлении от разведочной скважины 11, вскрывшей залежь нефти. Уточнение распространения залежи в южной части этого блока возможно позволит осуществить прирост запасов по категории С<sub>2</sub> (рисунок 8).

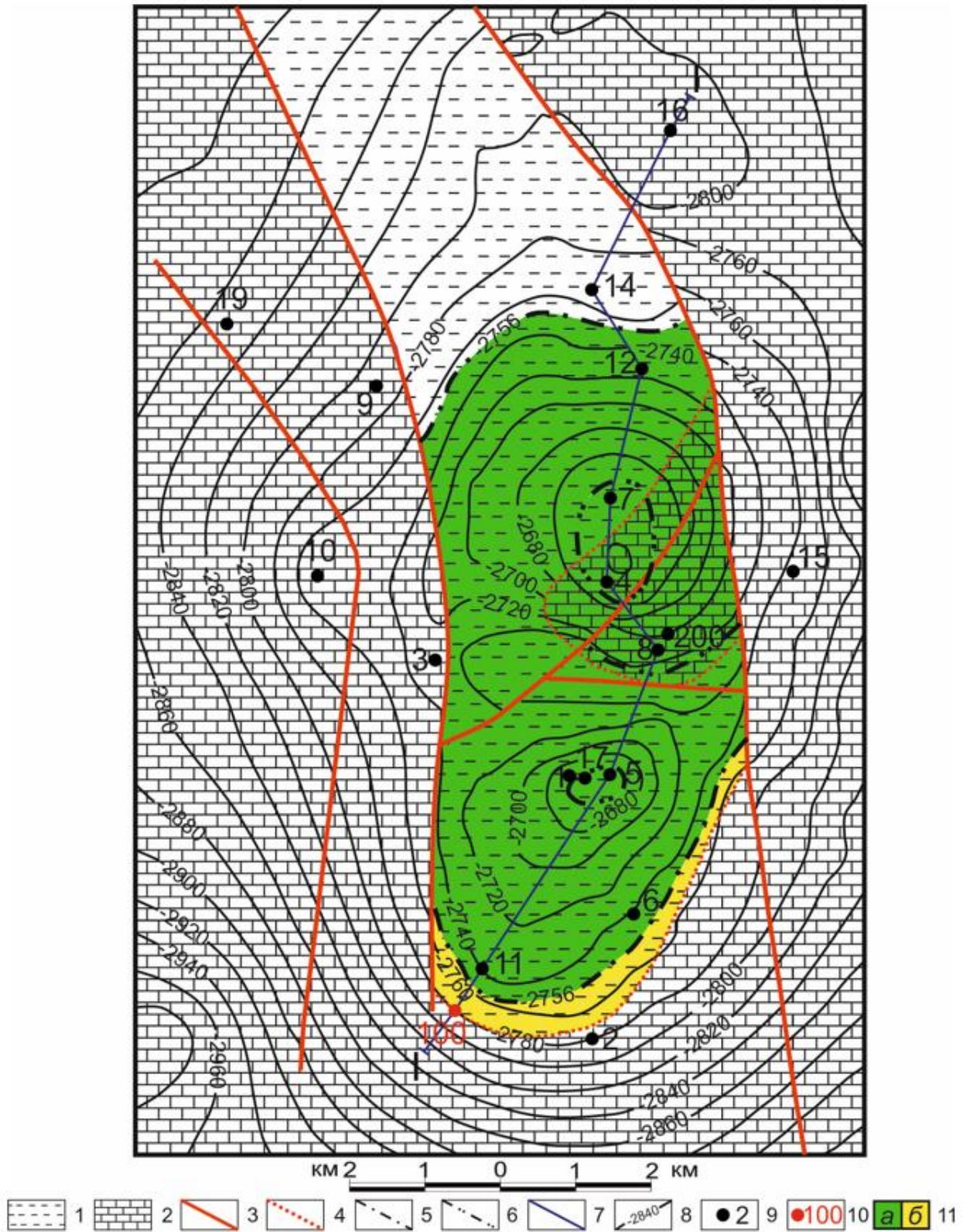


Рисунок 8 – Положение проектной поисковой скважины № 100 на структурной карте по отражающему горизонту  $F_2$ : 1 – терригенные породы; 2 – карбонатные породы; 3 – дизъюнктивные нарушения; 4 – линия литологического замещения пород; 5 – ВНК; 6 – ГНК; 7 – линия разреза; 8 – изолинии; 9 – пробуренная скважина; 10 – проектная скважина; 11 – области разведанных запасов по категориям: *a* –  $C_1$ , *b* –  $C_2$ .



Проект предусматривает вскрытие палеозойских отложений на 150 м с забоем скважины на глубине 2950 м (рисунок 9).

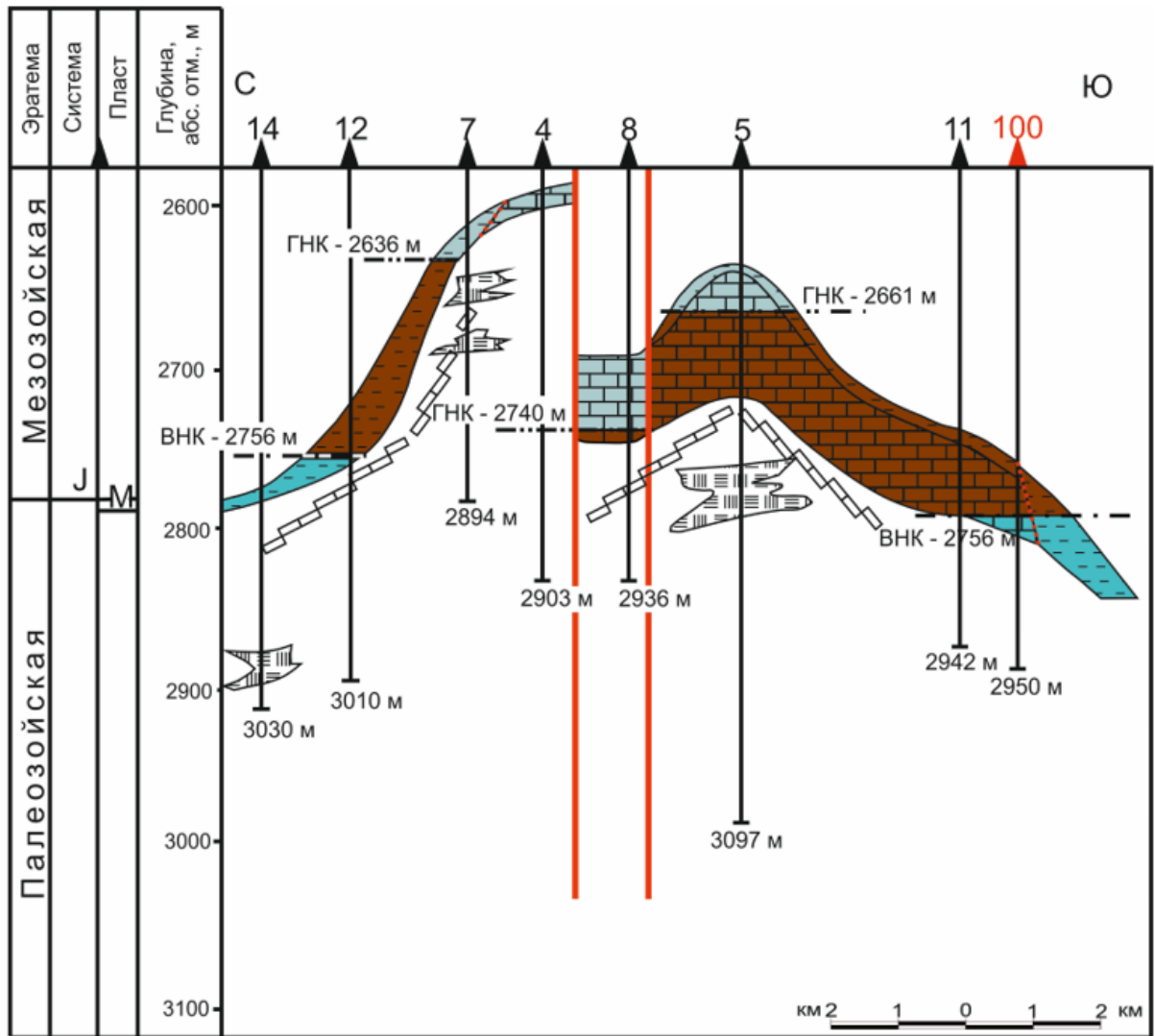


Рисунок 9 – Положение проектной скважины № 100 на геологическом разрезе I-I: 1 – линия литологического замещения пород; 2 – терригенные породы; 3 – вторичные микрокварциты; 4 – карбонатные породы; 5 – кремнисто-карбонатные породы; 6 – дизъюнктивные нарушения; 7 – ВНК; 8 – ГНК; 9 – породы: а – газонасыщенные, б – нефтенасыщенные, в – водонасыщенные.

Проектная стратиграфическая разбивка разреза разведочной скважины №100 на Герасимовском месторождении выполняется по аналогии со скважиной 11, расположенной в этом же блоке (таблица 5).

Таблица 5 – Проектная стратиграфическая разбивка в скважине Герасимовская 100

Свита, возраст	Кровля свиты, м	
	Разбивка в скв. 11	Разбивка в проектной скважине
Альтитуда ротора	113	110
Четвертичные отложения	0	0
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	88	85
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	194	190
Люлинворская свита, эоцен	229	225
Талицкая свита, палеоцен	294	290
Ганькинская свита, даний, маастрихт	314	310
Славгородская свита, кампан+верхний сантон	424	420
Ипатовская свита, нижний сантон+коньяк	464	460
Кузнецовская свита, турон	646	640
Покурская свита, сеноман+альб+апт	656	650
Киялинская свита, готерив+баррем	1549	1545
Тарская свита, валанжин	2177	2175
Куломзинская свита, валанжин	2271	2265
Баженовская свита, титонский	2526	2520
Георгиевская свита, кимеридж	2548	2545
Наунакская свита, келловей+оксфорд	2554	2550
Тюменская свита, нижняя+средняя юра	2615	2610
Кора выветривания	2844	2840
Палеозой	2898	2895
Забой скважины	<b>2942</b>	<b>2950</b>

#### 4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Физико-геологическая модель (ФГМ) объекта исследования предназначена для первоначальной оценки геофизических свойств объекта исследования. С помощью ФГМ можно выбрать оптимальные методы ГИС для решения поставленных задач и предусмотреть появление возможных осложнений в процессе проведения геофизических исследований.

ФГМ построена по результатам интерпретации данных ГМИС скважины Герасимовская 12 (рисунок 10) для основных перспективных пластов, в которых получен промышленный приток УВ.

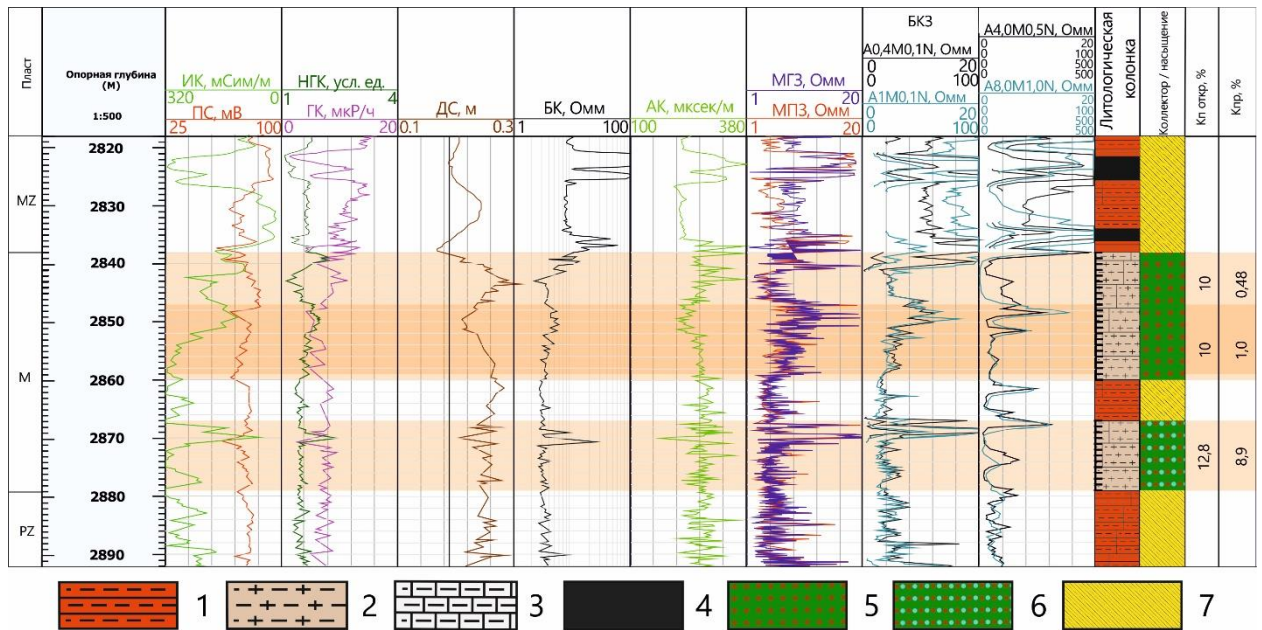


Рисунок 10 – Физико-геологическая модель пласта М по скважине 12 Герасимовского месторождения: 1 – аргиллиты, 2 – глинисто-кремнистые породы, 3 – глинистые известковистые породы, 4 – угли, 5 – нефтенасыщенный коллектор, 6 – водонефтенасыщенный коллектор, 7 неколлектор.

Интервал 2838-2860 м (пласт М) сложен глинистыми, глинисто-кремнистыми породами, интенсивно перематыми, трещиноватыми, трещины различной ориентировки. По данным ГМИС пласт выделяется пониженной проводимостью по ИК, повышенным сопротивлением по МГЗ и МПЗ, увеличением диаметра скважины по кавернометрии. Интервал характеризуется как нефтесодержащий коллектор.

Интервал 2867-2879 м (пласт М) представлен переслаиванием глинистых и глинисто-кремнистых пород трещиноватых, с трещинами различной ориентировки. Выделяется пониженной проводимостью по ИК, повышенным сопротивлением по МГЗ и МПЗ, аномалией повышенного сопротивления по БК. Пласт характеризуется как водонефтенасыщенный коллектор.

В остальной части фундамент сложен аргиллитами до глубины 2925 м и глинистыми известковистыми породами до забоя.

#### 4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Палеозойский комплекс, рассматриваемый в данном проекте, является довольно сложным для изучения и представлен в изучаемом блоке глинистыми и глинисто-кремнистыми породами с трещинной и вторичной пористостью. Выбор ГМИС основывается на поставленных в проекте геологических задачах, а также на основе анализа

ранее проведенного в скважинах Герасимовского месторождения комплекса геофизических исследований [69].

*Литологическое расчленение разреза и выделение пластов-коллекторов.* Литологически разрез представлен песчано-глинистыми отложениями кайнозойско-мезозойской систем и карбонатными, глинисто-кремнистыми породами палеозоя. Задача расчленения литологического расчленения разреза решается методами: метод потенциалов собственной поляризации (ПС), гамма-каротаж (ГК), кавернометрия, боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрокаротажное зондирование (МКЗ). В дополнение для определения литологии разреза и выделения пластов-коллекторов можно использовать методы нейтронного гамма-каротажа (НГК), нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-т), бокового каротажа (БК), микробокового каротажа (МБК), индукционного каротажа (ИК), акустического каротажа (АК) и резистивиметрии [9, 10 11].

Показания *метода ПС* зависят от изменения естественного стационарного электрического поля, которое образуется в горных породах в связи с физико-химическими процессами, протекающими на поверхности раздела скважина-порода, а также между пластами разной литологии. Песчаники на кривой ПС выделяются отрицательной аномалией, по мере увеличения в песчаном пласте количества глинистого материала показания ПС повышаются. Также отрицательными аномалиями выделяются неглинистые карбонатные пласты в карбонатном разрезе, от крупнозернистых до мелкозернистых.

*По гамма-каротажу (ГК)* определяется глинистость породы. Глинистый материал является главным переносчиком радиоактивных изотопов урана, калия и тория, которые, в свою очередь, образуют естественную радиоактивность горных пород. Эту радиоактивность регистрирует прибор ГК. Так, напротив глин наблюдаются высокие значения радиоактивности, а против песчаников – низкие. Угольные пласты выделяются на кривых ГК глубокими отрицательными аномалиями, так как присутствие в них радиоактивных элементов крайне мало.

С помощью *кавернометрии* определяется изменение диаметра скважины.

На песчаниках образуется глинистая корка, которая выделяется уменьшением диаметра скважины. Увеличивается диаметр против глин (из-за размыва), углей и трещиноватых пород. Напротив плотных пород нет изменения диаметра скважины.

По *методу БКЗ* изменение литологии разреза определяется по радиальному изменению кажущегося сопротивления пластов, которое устанавливается по кривым зондов одного типа, но различной глубиной исследования, наличием зоны проникновения. За счет малой длины зондов МГЗ и МПЗ, и как следствие малой глубины исследования (вблизи стенки скважины), с помощью *метода МКЗ* можно выделять пласты

большой и малой мощности, а также выделить пласты-коллекторы, подробно определить их строение. По положительному расхождению кривых ( $MПЗ > MГЗ$ ) выделяются проницаемые пласты-коллекторы с учетом влияния глинистой корки.

*Боковой картаж (БК)* позволяет выделить пласты-коллекторы малой мощности, уточнить эффективные мощности ( $h_{эфф}$ ), определить УЭС пластов. Форма кривой БК и наличие экранированных электродов, минимизирующих влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений из-за препятствия растекания тока от основного электрода по скважине и направления его непосредственно в пласт, определяют высокую способность дифференциации пластов данным методом.

*Методом ИК* измеряется кажущаяся проводимость горных пород – величина, обратная электрическому сопротивлению. ИК позволяет детально выделять пласты низкого сопротивления (высокой проводимости).

*Микробоковой картаж (МБК)* позволяет оценить УЭС промытой части пласта-коллектора. По изменению кривой МБК в карбонатном разрезе выделяются плотные и трещиновато-кавернозные пласты.

Метод *НГК* основан на измерении гамма-излучения, вызванного в горной породе путем облучения ее нейтронами. Показания НГК напрямую зависят от содержания водорода в пласте, т. к. водород является главным элементом, влияющим на время жизни тепловых нейтронов. По повышенному водородосодержанию выделяются пласты-коллекторы (водонасыщенные, нефтенасыщенные). По низким показаниям НГК выделяются угольные пласты.

*Метод ННК-т* основан на способности горной породы замедлять быстрые нейтроны до тепловых и надтепловых. Это свойство напрямую зависит от содержания в пласте элементов с большим сечением захвата, самым распространенным в породах разреза из них является хлор. Так, из-за наличия в пластовой воде соли  $NaCl$  в разрезе можно выделить водонасыщенные коллекторы.

*Метод АК* определяет скорость распространения упругих волн в пласте, а также определяет поглощающие свойства пород. Регистрируется интервальное время пробега волны, которое зависит от плотности породы, трещиноватости, наличия и формы порового пространства. На кривых АК повышенными значениями интервального времени четко выделяются трещиноватые пласты угля, затем пористые пласты-коллекторы, плотные породы выделяются низкими аномалиями.

С помощью *резистивиметрии* определяется УЭС жидкости, которая заполняет скважину. По изменению сопротивления можно проследить места притока в скважину пластового флюида (вода, нефть, газ). Резистивиметрия применяется при количественной

интерпретации данных методов БК, БКЗ, ИК, в совокупности с методом ПС используется для оценки минерализации пластовой воды.

*Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов.*

*Определение глинистости* коллектора производится по методам ПС, ГК. с помощью эмпирических зависимостей относительной амплитуды аномалии  $\alpha_{ПС}$  по ПС и двойного разностного параметра по ГК [71].

*Определение пористости по комплексу методов ГИС.*

Метод НГК определяет водородосодержание в свободной и связанной воде, что позволяет определить общую пористость пласта-коллектора. Открытая пористость определяется по методу АК как в песчаных, так и в кавернозно-трещинных коллекторах.

*Определение проницаемости коллекторов* производится с помощью методов, основанных на измерении УЭС и по петрофизической зависимости от коэффициента пористости, установленной на модели пород для данного месторождения. В методах сопротивления нахождение коэффициента проницаемости производится по известной величине параметра нефтенасыщенности ( $R_n$ ) и коэффициента пористости ( $K_p$ ). Эти величины опираются на корреляционные зависимости между содержанием в пласте-коллекторе воды в связанном состоянии и величиной коэффициента проницаемости. Проницаемость также можно оценить по величине зоны проникновения с помощью БКЗ.

*Оценка характера насыщения коллекторов* производится по методам сопротивлений (БК, ИК), по АК, также по коэффициенту нефтегазонасыщенности, который определяется отношением объема углеводородов в породе к объему всех пор коллектора, остальной объем порового пространства заполнен водой. По методам сопротивлений нефтенасыщенные коллекторы выделяются высокими значениями сопротивления, т.к. углеводороды являются диэлектриками. По низким сопротивлениям определяются водонасыщенные коллекторы, т.к. пластовая минерализованная вода является отличным проводником тока. Характер насыщения оценивается по формуле Арчи-Дахнова соотношением расчетного значения  $K_v$  с критическими. Характер насыщения по методу АК определяется по изменению скорости и затухания упругих волн. В газонасыщенных коллекторах из-за наименьшей пористости флюида наблюдается более интенсивное затухание, чем в нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторах.

*Определение газонефтяных (ГНК) и водонефтяных (ВНК) контактов* производится по методам сопротивлений (БКЗ, БК, ИК), а также по методам АК, НГК. Контакт при резком переходе от одного типа флюида к другому отражается на кривых методов сопротивлений как граница между пластами с повышенным и пониженным сопротивлением. По показаниям НГК газонефтяной контакт выделяется как переход от

пласта с меньшим содержанием водорода (газ) к большому (нефть). С помощью акустического каротажа ГНК можно определить по резкому увеличению интервального времени пробега упругой волны в части пласта-коллектора, насыщенного газом, по сравнению с нефтенасыщенной частью.

*Контроль технического состояния* скважины проводится с помощью методов акустической цементометрии (АКЦ), гамма-гамма-каротажа цементирования (ГГК-ц), термометрии [12]. При помощи АКЦ регистрируются амплитуда продольной волны в обсадной колонне, измеряемая во временном интервале; время пробега от излучателя упругих волн до приемника продольной волны. По полученным данным можно определить высоту поднятия цементного раствора цемента за колонной и оценить качество цементирования. При помощи аппаратуры АКЦ хорошо выделяются щелевые дефекты цементного кольца. Метод ГГК-ц основан на регистрации по периметру колонны рассеянного потока гамма-квантов, излучаемых породами вследствие протекания в них процессов комптоновского рассеяния и фотоэффекта. Часть колонны, заполненная цементом, будет отличаться повышенными показаниями, так как плотность цемента обычно ниже плотности вскрытых скважиной пород. С помощью ГГК-ц определяется высота поднятия цемента и оценивается качество цементирования колонны. По показаниям термометрии определяют высоту подъема цемента за колонной.

*Газовый каротаж во время бурения* проводится для определения общего и парциального состава углеводородных газов, извлекаемых из бурового раствора с помощью дегазатора. Полученные данные непосредственно указывают на вскрытие газо- или нефтенасыщенных пластов.

В таблице 6 представлен планируемый, исходя из рассмотренных в данном разделе методов, комплекс ГМИС для решения поставленных в проекте задач.

Таблица 6 – Комплекс проектных геофизических исследований в стволе скважины Герасимовская 100

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			Глубина, м	В интервале м	
				кровля	подошва
Каротаж под кондуктор					
1	Стандартный каротаж зондом А2М0,5N, ПС	1:500	650	0	650
2	Кавернометрия	1:500	650	0	650
3	Инклинометрия	Через 20 м	650	0	650
4	АКЦ с записью ФКД	1:200	650	0	650
5	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:500	650	0	650
Промежуточный (привязочный) комплекс					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N	1:500	2270	640	2270
2	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2270	640	2270
3	Кавернометрия	1:500	2270	640	2270

4	Инклинометрия	Через 20 м	2270	640	2270
Заключительный каротаж в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N Кавернометрия Гамма каротаж (ГК) +НГК Профилеметрия	1:500	2950	640	2950
2					
3					
4					
5	Микрокаротаж (МКЗ) Микробоковой каротаж (МБК) Боковой каротаж (БК) Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11M0,5N; ПС БКЗ-зондами: А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5M2,0A; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N Индукционный каротаж (ИК) Акустический каротаж широкополосный Гамма каротаж (ГК) НГК+ННКт Резистивиметрия	1:200	2950	640	2950
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14	Инклинометрия	Через 20 м	2950	640	2950
Каротаж в закрытом стволе					
1	Гамма каротаж (ГК)	1:500	2950	640	2950
2	АКЦ	1:200	2950	2450	2950
3	Плотностная цементометрия (СГДТ-НВ-Ц)	1:200	2950	2450	2950
4	Термометрия	1:200	2950	600	2950
Контроль параметров бурения и газовый каротаж					
		Проводится на всей продолжительности бурения скважины			
			2950	0	2950



## 5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Для проведения геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах разработана техническая инструкция РД 153-39.0-072-01[13]. Инструкция регламентирует порядок основных технологических этапов проведения исследований, таких как калибровки скважинных приборов, осуществление подготовительных работ на базе каротажного отряда (геофизической партии), подготовительных работ скважине, процесс геофизических исследований в скважинах, первичная обработка полученных данных ГМИС, оценка их качества и сдача-приемка полевых материалов в камеральную группу геофизической партии.

Геофизическая аппаратура и скважинные приборы проходят метрологические проверки и калибровки в соответствии со стандартами и руководящими документами по каждому методу исследования.

Подготовительные работы перед проведением геофизических исследований в скважинах осуществляются на базе геофизического предприятия (производителя работ) и непосредственно на скважине.

Общие исследования в проектной скважине будут проводиться в скважине по всему стволу в масштабе 1:500 и охватывать следующие методы: стандартный каротаж, гамма и нейтронный гаммакаротаж, кавернометрию и инклинометрию (ч/з 20м). Детальные геофизические исследования проводятся в масштабе 1:200, к ним относятся стандартный каротаж, МКЗ, БКЗ, МБК, БК, ИК, ННКт, НГК, ГК, АК, резистивиметрия, термометрия.

*Стандартный каротаж* включает запись *потенциал-зондом* (ПЗ) А2,0М0,5N с одновременной записью кривой потенциалов *собственной поляризации* (СП). Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см.

*Боковое каротажное зондирование (БКЗ)* выполняется зондами А8,0М1,0N; А4,0М0,5N; N0.5М2,0А; А1,0М0,1N; А0,4М0,1N. Масштаб записи кривых КС – 2,5 Омм/см.

*Индукционный метод (ИК)*. Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, скорость регистрации – 1600-2500 м/ч.

*Боковой каротаж (БК)*. Запись проводится в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. Скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

*Прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М* (рисунок. 11) предназначен для измерения  $\rho_k$  горных пород зондами БКЗ, ПЗ, зондом трехэлектродного

БК, ПС,  $\rho_k$  промывочной жидкости, кажущегося удельного электрической проводимости горных пород зондом ИК. В таблице 7 отображены технические характеристики прибора [14].

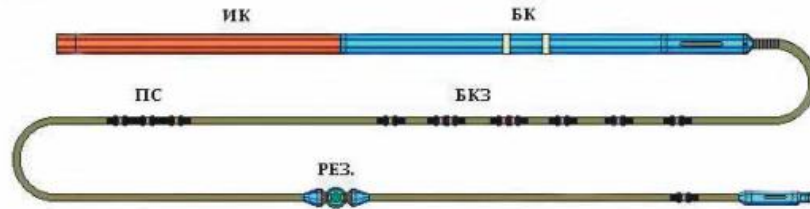


Рисунок 11 – Прибор К1А-723-М

Таблица 7 – Характеристика прибора К1А-723-М

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры:	
диаметр	75 мм
длина электронного блока	3900 мм
длина гибкого зонда	17000 мм
Масса, не более	80 кг

*Микрозондирование (МКЗ)*. Критический угол наклона скважины при детальном микрозондировании составляет 150°. Запись осуществляется микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,5 Ом/см. *Микробоковой метод (МБК)* также пишется в масштабе записи 2,5 Ом/см. применяется аппаратура К3А-723.

*Прибор микрометодов и микробокового каротажа К3А-723* (рисунок 12) предназначен для измерения электрического сопротивления ГП зондами МБК и МКЗ, а также диаметра скважины ДС.

Применяется для исследования необсаженных скважин, заполненных промывочной жидкостью на водной основе (таблица 8). Измерительные зонды микрокаротажа и бокового микрокаротажа размещены на двух башмачках, прижимаемых к стенке скважины управляемой рычажной системой [72].



Рисунок 12– Прибор К3А-723

Таблица 8 – Характеристика прибора КЗА-723

Длина, мм	2600
Диаметр электронного блока, мм	73
Максимальный диаметр, мм	до 110
Масса, кг	от 76
Параметры тока питания, Гц/Ма	400/400
Максимальная рабочая температура, °С	120-150
Максимальное рабочее давление, мПа	80-110
Скорость каротажа, м/час	1000

Радиометрические и ядерные исследования включают *гамма-метод (ГК)* и *нейтрон-нейтронный метод по тепловым нейтронам (ННКт)*, *нейтронный гамма-каротаж (НГК)*.

Аппаратура *СРК-73* (рисунок 13) предназначена для исследования скважин с диаметром 110-350 мм методом двухзондового ННКт и ГК естественной активности горных пород. Модуль обеспечивает проведение измерений в скважинах, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водяной основе с содержанием NaCl до 300 г/л (таблица 9). В состав модуля входит локатор муфт, предназначенный для индикации обсадной колонны [15].



Рисунок 13 – Прибор СРК-73. 1 – приборная головка; 2 – блок детектирования ГК; 3 – охранный кожух; 4 – блок комбинированный; 5 – зондовое устройство ННКт; 6 – камера источника нейтронов с источникомдержателем; 7 – нижняя стыковочная головка.

Таблица 9 – Характеристика прибора СРК-73

Температура рабочей среды	От -10 до 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø73x3350
Масса, не более	80 кг

Для РК (*НГК+ГК*) будет применяться прибор *АРК-73*.

*АРК-73* применяется для записи РК (*ГК+НГК*) в открытом стволе нефтегазовых скважин с масштабом записи кривых НГК – 0,2 у.е./см, ГК – 0,5 мкр/ч/см. Скорость записи – 160 м/ч (таблица 10).

Таблица 10 – Технические характеристики прибора АРК-73

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Максимальная рабочая температура	120°С
Габаритные размеры	Ø 73 мм * 3500 мм
Масса прибора, не более	60 кг

Акустический каротаж (АК) будет выполняться скважинным прибором акустического каротажа СПАК-6Д. Скорость регистрации примерно составит 1200-1500 м/ч.

Скважинный прибор акустического каротажа СПАК-6Д (рисунок 14) Предназначена для исследования разрезов обсаженных и необсаженных скважин по кинематическим и динамическим параметрам продольной, поперечной волн и волны Лэмба-Стоунли (таблица 11) [16].

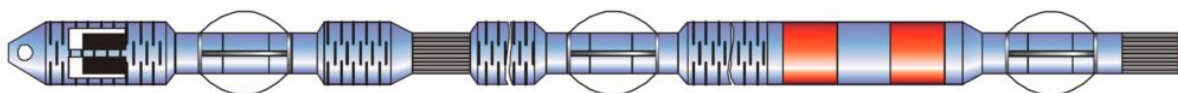


Рисунок 14 – Прибор СПАК-6Д

Таблица 11 – Характеристика прибора СПАК-6Д

Формула зонда	И20,5 И13,2П
Диаметр исследуемых скважин, мм	100-300
Максимальная рабочая температура, °С	120 (150)
Максимальное гидростатическое давление, МПа	80 (120)
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	
— диаметр (без учета центраторов)	73
— длина	не более 5500
Масса прибора, кг	не более 80

Инклинометрия проводится прибором ИММН-42-120/60 с шагом измерения 20 м.

Инклинометр ИММН-42-120/60 (рисунок 15) используется для непрерывного измерения азимута и зенитного угла скважины в целях отображения ориентации в пространстве, а также ориентации отклонения относительно магнитного меридиана либо плоскости наклона скважины. Ориентация относительно магнитного меридиана производится в °. Применяется инклинометр в необсаженных нефтегазовых скважинах глубиной до 5000м, а также в скважинах, забуриваемых из скважин старого фонда (таблица 12) [73].



Рисунок 15 – Прибор ИММН-42-120/60

Таблица 12 – Характеристики прибора ИММН-42-120/60

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Температура рабочей среды	до 120°С
Габаритные размеры	Ø 42 мм * 2200 мм
Масса прибора, не более	15 кг

*Кавернометрия* будет проводиться прибором НС-380 (рисунок 16). Зонд предназначен для определения изменений диаметра скважины вдоль профиля скважины, вычисления объема скважины, идентификации твердых и мягких формаций (слоев), локализации трещин и дефектов обсадной колонны, поправки диаметра скважины на другие каротажные исследования (таблица 13) [74].



Рисунок 16 – Прибор НС-380

Таблица 13 – Характеристики прибора НС-380

Предельное гидростатическое давление	10 МПа
Температура рабочей среды	до 120°С
Габаритные размеры	Ø 38 мм * 1100 мм
Масса прибора, не более	6 кг

*Термометрия* и *ГК* при заключительном каротаже осуществляются прибором ТРГК.

*Комплексный прибор ТРГК* (рисунок 17) предназначен для проведения ГИС в обсаженных нефтегазовых скважинах диаметром до 168 мм (таблица 14) [75]

Таблица 14 – Эксплуатационные параметры комплексного прибора ТРГК

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Максимальная рабочая температура	120°С
Габаритные размеры	Ø 48 мм * 1200 мм
Масса прибора, не более	8 кг



Рисунок 17 – Прибор ТРГК.

*ГГМц* проводят прибором СГДТ-П.

*Комплексный прибор СГДТ-П* (рисунок 18) применяется в обсаженных скважинах, заполненных любым типом раствора (при условии, что различия в плотностях цементной смеси и ПЖ составляет не менее 0,3 г/см<sup>3</sup>) (таблица 15) [76].

Таблица 15 – Технические характеристики прибора СГДТ-П

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Максимальная рабочая температура	120°С
Габаритные размеры	Ø 110 мм * 2500 мм
Масса прибора, не более	95 кг



Рисунок 18 – Прибор СГДТ-П

*АКЦ* проводят прибором цементомером АКЦ-НВ.

*Геофизический прибор АКЦ-НВ* (рисунок 19) предназначен для возбуждения и регистрации акустических волновых полей с целью определения их кинематических и динамических параметров с помощью трехэлементного акустического зонда (таблица 16).

Таблица 16 – Технические характеристики прибора СГДТ-П

Предельное гидростатическое давление	130 МПа
Максимальная рабочая температура	175°С
Габаритные размеры	Ø 75 мм * 3900 мм
Масса прибора, не более	60 кг

Область применения – оценка качества цементирования обсадных колонн обсаженных нефтяных и газовых скважинах диаметром

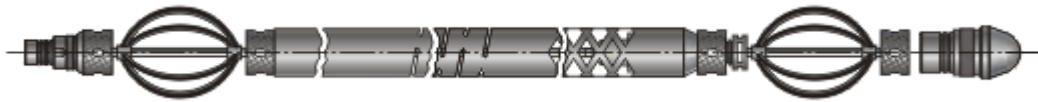


Рисунок 19 – Прибор АКЦ-НВ

Прием и обработка информационных, аналоговых и цифровых сигналов, поступающих от скважинных приборов, осуществляется геофизической станцией *КЕДР-02* (рисунок 20). Сигналы поступают от скважинной аппаратуры по одножильному или трехжильному геофизическому кабелю, а также от датчиков глубины импульсного типа и магнитных меток глубины.

КЕДР-02 включает в себя: геофизический блок (БГФ), блок коммутации (БК), плоттер (ПЛ02), универсальный источник питания (УИП), источник бесперебойного питания (ИБП) [17].



Рисунок 20 – Каротажная станция «КЕДР-02»

## 5.2 Метрологические исследования

Каротажные станции и скважинные приборы допускаются к работе только после калибровки. Метрология каротажных работ проводится по ГОСТам, стандартам и по иным нормативно-техническим документам.

Первичная калибровка осуществляется изготовителем (поставщиком) оборудования. В эксплуатационной документации (в руководстве по эксплуатации, в инструкциях) должны отображаться результаты первичных калибровок.

Не реже одного раза в квартал следует осуществлять периодическую калибровку оборудования, также периодичность может быть отображена в документации по прибору. Периодические калибровки производятся на калибровочных установках, которые отображены в документации по эксплуатации на приборы. Следует осуществлять измерения при калибровках наземным оборудованием, которое соответствует применяемому в скважинных исследованиях.

Если для аппаратуры предусмотрены калибровки до и после каждой записи приборов (спускоподъемной операции), то они производятся в полевых условиях.

### 5.3 Интерпретация геофизических данных

#### 5.3.1 Обработка данных

*Первичное редактирование и контроль данных* осуществляется на скважине [13]. При данных операциях выполняется совмещение меток глубины (магнитных и электронных), увязка точек записи разной аппаратуры, редактирование масштабов записи диаграмм (физических единиц), создание единого файла недропользователя (заказчика).

*Получение твердой копии на скважине.* Первичные данные на твердой копии должно полностью соответствовать файлу недропользователя. Для этого каротажные кривые диаграммы принято выводить на экран монитора, рулонную бумагу шириной 22 см или на стандартные листы писчей бумаги формата А4 в треках, рекомендованных международным стандартом API.

*Приемка материалов контрольно-интерпретационной службой.*

Вторичный контроль проводится для оценки полноты выполнения требуемого комплекса геофизических исследований и возможности использования полученных данных для качественной и количественной интерпретации.

*Архивация первичных материалов.*

Архивация осуществляется для постоянного хранения первичных полученных данных с целью их последующей переинтерпретации с использованием новых комплексных методик и программного обеспечения. Архивация должна обеспечивать полноту и сохранность материала, также должен быть запрещен доступ к ним посторонних лиц. Исходные материалы хранятся в виде файлов и твердых копий в двух экземплярах,



размещенных на разных носителях. Одна из твердых копий должна быть выполнена на непerezаписываемом носителе.

*Камеральная обработка данных* геофизических исследований и интерпретация результатов проходит в несколько этапов. Результаты геофизических исследований после сдачи в камеральную группу, в первую очередь подлежат тщательному контролю, цель которого - выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка. Качество измерений характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак». *Хорошее качество*: результаты измерений полностью соответствуют требованиям [13]. *Оценку «Удовлетворительно»* получают результаты измерений, не выходящие за пределы допустимых погрешностей, но в записи имеются дефекты. К ним относятся: отсутствие до 20% меток глубин; отсутствие в заголовке некоторых сведений; отсутствие повторных или контрольных записей, если погрешность измерений может быть оценена иным путём; отсутствие одной из калибровок, выполненных до или после исследований; небольшие разрывы в массиве данных, вызванные затяжками сборки (прибора), если они не препятствуют выдаче заключения; для данных БКЗ – отклонение показаний одного из зондов длиной более 0,6 м от кривой зондирования в пределах 20%, для зондов длиной 0,4-0,6 м – в пределах 10% (отклонение определяется при обработке данных БКЗ в пластах толщиной более 8 м); прочие недостатки и упущения, не исключающие возможности использования кривых для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

*Брак*: данные записаны с погрешностями, превышающими допустимые, или с упущениями и помехами, которые нельзя исправить при обработке, в результате чего материал не может быть использован для решения задач, поставленных перед данным методом.

Материалы с оценкой «хорошо» и «удовлетворительно» качества обрабатывают дальше – выполняют увязку по глубинам, заполняют заголовок диаграммы.

В заголовке диаграммы стандартного каротажа должны содержаться следующие общие сведения: наименование геофизического треста; название предприятия бурения; название площади, номер куста и номер скважины; вид исследования; данные о скважине: глубина забоя (м), долото (диаметр, глубина); данные о промывочной жидкости: плотность, вязкость, водоотдача; данные о наземном и скважинном оборудовании: тип лаборатории, прибора, система регистрации; масштабы регистрации кривых и глубин; дата измерений и фамилия начальника партии.

В зависимости от решаемых задач, характера используемой при этом информации, различают следующие виды интерпретации: *раздельная* – заключается в обработке

диаграмм каждого метода с целью выделения в разрезе скважин границ пластов с различной характеристикой и оценки их физических свойств; *комплексная* – заключается в совместной обработке данных разных методов с целью построения литологической колонки, выделения нефтегазонасыщенных пластов и их промышленной оценки; *количественная* – проводится с помощью теоретических кривых, таблиц, палеток для внесения поправок в результаты измерений, по которым оцениваются физические свойства пород каждого метода; *качественная* – сводится в основном к корреляции геолого-геофизических разрезов и геологическим построениям.

На современном уровне развития геофизической техники основной объём трудоёмких работ по обработке и интерпретации выполняют на ЭВМ по специальным программам такие как Prime, Techlog и др.

### 5.3.2 Геологическая интерпретация геофизических данных

Оперативная интерпретация проводится для детального изучения разреза конкретной скважины, выделения в продуктивной части разреза коллекторов всех типов (поровых, трещинных, каверновых, смешанных), количественного определения ФЕС коллекторов и оценки их нефте- или газонасыщенности. В процессе интерпретации применяют петрофизическое обеспечение, которое особенно важно при изучении палеозойских коллекторов.

Сводная интерпретация выполняется с целью подсчета или пересчета запасов отдельной залежи или всего месторождения. Она заключается в количественной оценке параметров пласта (эффективные толщины, пористость, проницаемость, насыщенность нефтью и газом, извлечение, положения ВНК и ГНК)

При подсчете (пересчете) запасов нефти и газа месторождения или его отдельной залежи проводят сводную интерпретацию, которая включает количественные определения параметров коллекторов (эффективных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости, нефте- и газонасыщенности, извлечения, положений межфлюидных контактов) и их пространственное распределение [13].

#### 5.3.2.1 Литологическое расчленение разреза

*По методу ПС* в скважине можно выделить глинистые и песчаные породы. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС обозначается числом

милливольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаки «-» и «+» означают уменьшение потенциала и его увеличение. В качестве условной нулевой линии для отсчёта значений потенциала ПС используют линию глин, которую проводят по условному максимуму кривой. Отклонение кривой ПС в точке измерения от линии глин называют амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации. К песчаным породам, которые выделяются отклонением кривой ПС в сторону минимальных значений, относятся: пески, песчаники и чистые от примесей глин алевриты. Глинистые породы - глины, глинистые сланцы и аргиллиты отмечаются положительными значениями.

По методу КС проводится выделение плотных и проницаемых пластов, тем самым уточняется литология песчано-глинистого разреза. Наиболее низкие сопротивления порядка первых ом-метров соответствуют водонасыщенным песчаникам, а при насыщении песчаных пластов нефтью или газом, их сопротивление возрастает. Плотные породы отмечаются высокими значениями сопротивления до сотен ом-метров, например карбонатные породы, угольные пропластки.

Индукционные зонды метода ИК среднего размера (0,75-1 м) имеют радиус исследования, почти в 4 раза превышающий радиус обычных зондов КС, что позволяет более точно определять истинное сопротивление пород, обычно в диапазоне до 50 Ом·м. ИК отражает электропроводность пород, в связи с этим кривая ИК наиболее дифференцирована и информативна против пласта высокой электропроводности и сглажена против пород с низкой электропроводности.

### 5.3.2.2 Определение границ пластов

По методу ПС границы мощных пластов определяются по точкам диаграммы, находящимся на середине аномалии ПС. С уменьшением мощности пласта, его границы смещаются к максимуму кривой.

По методу КС (по диаграммам, полученным последовательным градиент-зондом) границы пласта определяются следующим образом: пласт высокого удельного сопротивления выделяется асимметрией кривой относительно середины пласта, в кровле – минимальные показания  $\rho_k$ , в подошва – максимальное  $\rho_k$ . Пласт низкого удельного сопротивления также выражается асимметрией на кривой относительно середины пласта, но здесь в кровле - максимум  $\rho_k$ , в подошве - минимум  $\rho_k$ .

В методе ИК кривые против пластов ограниченной мощности выделяются симметрией относительно середины пласта. Если мощность пласта более 4 м, границы

пласта определяются по середине аномалии, ширина которой соответствует мощности пласта. Если мощность менее 4 м, то ширина аномалии даёт фиктивную мощность, которая меньше истинной.

### 5.3.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств

Для определения *характера насыщения пластов*, кроме результатов интерпретации, используются керновые данные, а также данные по испытаниям в процессе бурения и в колонне. Основной величиной, используемой для выделения нефтегазонасыщенных пластов, является удельное электрическое сопротивление ( $\rho_{пл}$ ). Методика выделения продуктивных коллекторов основана на сопоставлении измеренных  $\rho_{пл}$  с расчетными величинами УЭС пласта  $\rho_{вп}$  для условий 100% насыщенности пласта водой. В качестве границы дифференциации коллекторов по характеру насыщения берется значение  $\rho_{пл}^{гр}$ . Расчетные значения  $\rho_{вп}$ , являются функцией от параметра пористости  $Rп$  (или относительного сопротивления), определяемого петрофизической зависимостью  $Kп=f(Rп)$  для изучаемого пласта.

*Пористость коллекторов ( $Kп$ )* определяется по данным метода НГК. Данный метод дает результаты, которые определяются полным содержанием водорода – и в составе свободной воды, и в составе связанной. Таким образом, возможно, получить общую пористость с помощью данного метода

*Коэффициент проницаемости ( $Kпр$ )* рассчитывается по соответствующим каждому типу отложений петрофизическим зависимостям для одноименных пластов Герасимовского месторождения, а также по данным испытаний пластов.

*Коэффициент нефтегазонасыщенности ( $Kнг$ )* определяется по стандартной для Западной Сибири методике, использующей параметры пористости и насыщения. Данная методика определения  $Kнг$  основана на определении следующих параметров: удельного электрического сопротивления пород ( $\rho_{пл}$ ); параметра пористости  $Rп$ ; удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенной породы  $\rho_{вп}$ , исходя из данных об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды  $\rho_в$ ; параметра насыщения  $Rн$ ; коэффициента водонасыщенности  $Kв$  и коэффициента нефтегазонасыщенности  $Kнг$ .

## 6 ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПАЛЕОЗОЙСКИХ КОЛЛЕКТОРОВ

Промышленные скопления углеводородов выявлены на Герасимовском месторождении в породах, датируемых верхним девонем-нижним карбоном (рисунок 21).

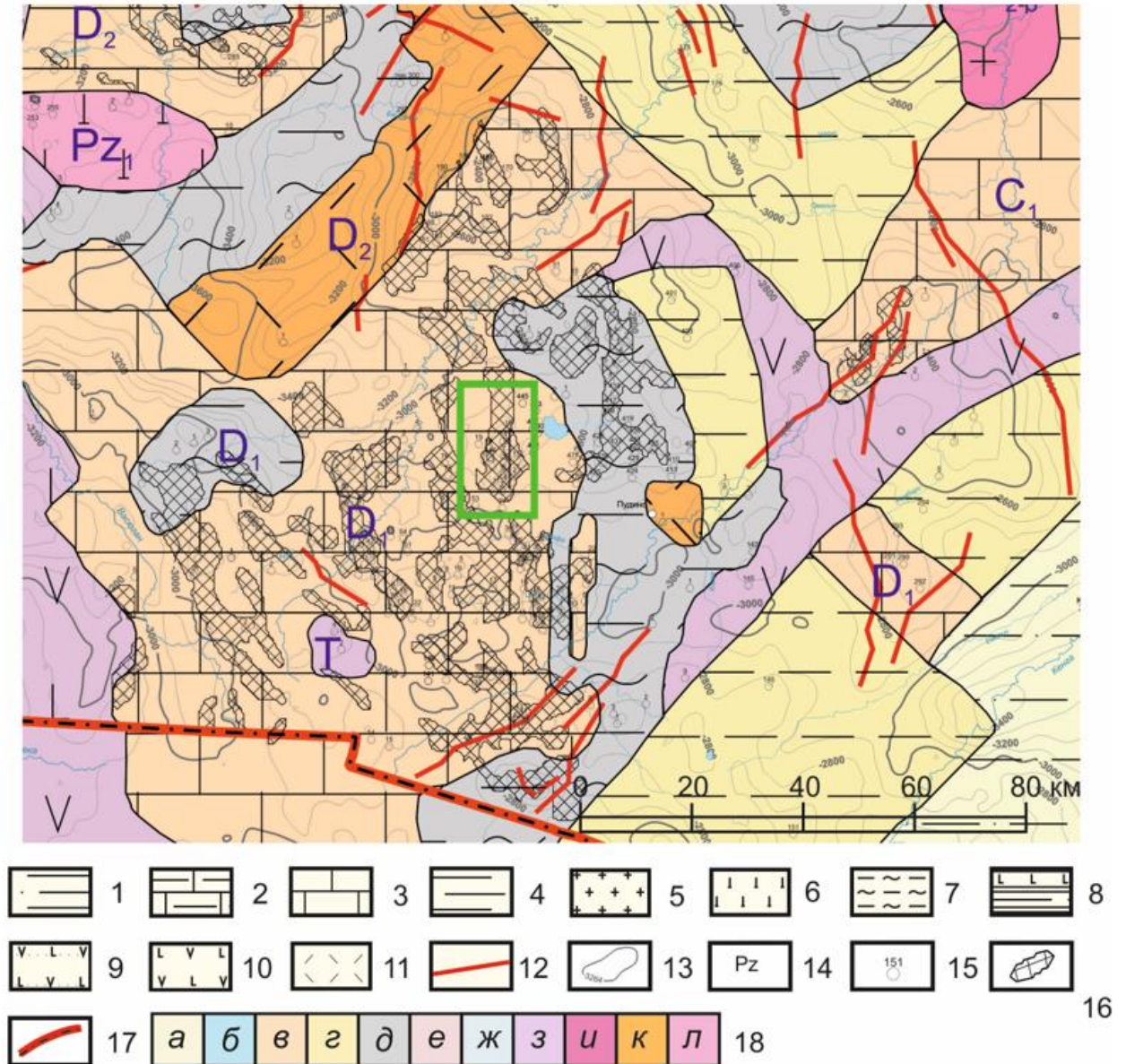


Рисунок 21 – Положение Герасимовского месторождения на фрагменте из карты геологического строения и вещественного состава доюрских образований [18]. Зеленым контуром показано положение территории исследования. Условные обозначения: 1 – терригенные породы; 2 – терригенно-карбонатные породы; 3 – карбонатные породы; 4 – глинистые сланцы; 5 – интрузивные породы (граниты, сиениты, гранодиорит, граносиенит); 6 – ультраосновные породы; 7 – глинисто-кремнистые породы; 8 – переслаивание пород разного состава (вулканогенно-осадочная толща); 9 – туфы среднего и основного состава; 10 – эффузивы среднего и основного состава (базальты, диабазы, долериты, спилиты, андезитовые порфириты); 11 – эффузивы кислого состава (липариты, кварцевые порфиры) и их туфы; 12 – разломы; 13 – изогипсы по отражающему горизонту

Ф2; 14 – возраст отложений; 15 – скважины; 16 – зоны улучшенных коллекторов; 17 – граница Томской области; 18 – породы: а - терригенные, б - терригенно-карбонатные, в - карбонаты, г - глинистые сланцы, д - глинисто-кремнистые, е - терригенно-вулканогенные, ж - вулканогенно-осадочные, з - андезито-базальты, и - граниты, к - липариты, л - ультрабазиты.

Литологически залежи приурочены к кремнисто-глинистым породам, открытая пористость которых достигает 8-9 %, проницаемость  $6,5 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. Роль флюидоупоров залежей углеводородов, как правило, выполняют глинистые и углисто-глинистые пачки ниже-среднеюрского возраста, которые с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают породы доюрского основания. По типу залежи, преимущественно, пластовые и массивные.

### 6.1. Литологическая характеристика палеозойских коллекторов

Кора выветривания в скважине 11 (2844 м) (таблица 17) начинается алевролитами темно-серыми до черного, плотными, массивными, хорошосцементированными, мелкозернистыми.

В интервале 2847,5 – 2855,5 м пропласток каолинитовых пород, светло-серых, плотных, массивных.

Пласт 2859,5-2895,5 м представлен светло-серыми породами плотными, кавернозными, трещиноватыми, трещины заполнены кальцитом. В конце интервала отмечено выделение нефти. На глубине 2860,6 пропласток кавернозных каолинитовых пород светло-серого цвета со следами выделения нефти в виде капель.

В интервале 2865,9-2870,4 м залегает пласт кремнисто-известковистой породы, плотной, массивной, серого и светло-серого цвета, трещиноватой, трещины заполнены кальцитом. Небольшие включения пирита, сланцеватость. По всей породе отмечаются глинистые разности.

В интервале 2870,4-2871,7 м пропласток известковисто-глинистой породы серо-зеленого цвета, мягкой, слабосцементированной. В конце обломок буровато-серого цвета глинистой породы (аргиллит) и другой обломок буровато-серой глинистой породы плотной оолитовой текстуры, крепкий. Наблюдаются включения кремнистых оолитов размером от долей мм до 1 мм.

Пласт 2871,7-2879,6 м представлен глинисто-кремнистыми породами серыми, светло-серыми, плотными, очень крепкими горизонтально-параллельно слоистыми. Местами под углом 20° слоистость за счет серых и темно-серых разностей. По плоскостям

напластования наблюдаются включения буровато-серых кремнистых оолитов в виде тонких прослоев. По трещинам наблюдается голубовато-кремнистый материал.

В палеозое в интервале 2915,1-2942 м черные, твердая, очень плотные массивные кремнистые породы. По всему керну отмечаются включения белого кальцита. Наблюдается косая слоистость ( $70^\circ$ ), порода кавернозная, изломистая.

В скважине 12 фундамент начинается с глинисто-кремнистых пород светло-серых, местами с зеленым оттенком, очень крепких, интенсивно перемятых, трещиноватых 2842-2861,4 м (таблица 17). На глубине 2847,1 м отмечены выпоты нефти.

В интервале 2861,4-2875,9 м переслаивание глинистых пород от светло серых до темно серых, в различной степени перемятых, с трещинами различной ориентировки. В образцах керна с глубины 2868,4, 2870,5 м обнаружены выпоты нефти.

Интервал 2875,9-2895,4 м представлен переслаиванием глинистых пород от темно-коричневых до светло-серых, крепких, сильно перемятых, трещиноватых, с трещинами различной ориентировки. Наблюдаются пропластки глинисто-кремнистых пород мощностью до 2 метров. В конце интервала на глубине 2892,8 м глинисто-кремнистые породы темно-серые, плотные, трещиноватые, с трещинами различной ориентировки, со слабыми выпотами нефти.

Интервал 2895,4-2918 м представлен глинистыми породами, участками глинисто-кремнистыми светло-серыми, серыми, перемятыми, трещиноватыми. Наблюдаются пропластки кремнистых пород светло-серых с коричневым оттенком, слабокавернозных, очень крепких, мощностью до 0,7 м.

В интервале 2918-2925 м пласт глинистых пород темно-серых, плотных, трещиноватых, трещины различной ориентировки выполнены кальцитом белым. Породы слоистые с углом падения  $45^\circ$ . На глубинах 2918,7 м и 2923,5 м пропластки известняков серых с коричневым оттенком, плотных, трещиноватых, с трещинами различной ориентировки, выполненными кальцитом белым. Мощность пропластков 0,4 и 1 м.

В интервале 2925-3010 пласт глинистых известковистых пород темно-серых, плотных, крепких, трещиноватых. Трещины различной ориентировки выполнены кальцитом белым, с прослоями и линзовидными включениями известняков серых.

В скважине 14 кора выветривания начинается с пласта в интервале 2890-2919,6 м, сложенного кремнистыми породами светло-серыми, серыми, с редкими прослоями глинистых пород светло-серых, трещиноватыми, кавернозными, с запахом нефти (таблица 17). Пласт в интервале 2919,6-2935,2 м сложен глинисто-кремнистыми породами от светло-серых до черных, плотные. Породы трещиноватые, трещины частично выполнены кальцитом белым, местами кавернозные.

Пласт в интервале 2936,6-2942,0 м представлен известняками темно-серыми до черных, плотными, крепкими, трещиноватыми, трещины различной ориентировки выполнены кальцитом белым. Отмечаются прослойки аргиллитов черных, слоистых с углом падения до 25 °

Фундамент начинается с пласта известняков в интервале 2942,0-2947,3 м. Породы темно-серые до черных, плотные, крепкие, трещиноватые, трещины различной ориентировки выполнены кальцитом белым.

До глубины 2997,7 м выноса керна нет.

Пласт в интервале 2997,7-3000,5 м сложен кремнистыми породами серыми, темно-серыми, черными, плотными, крепкими, перематыми, трещиноватыми, трещины различной ориентировки выполнены кальцитом белым. Породы с включением глинистых пород серых, участками кавернозные или брекчированные.

До глубины 3022,9 м выноса керна нет.

В интервале 3022,9-3030 м залегает пласт, сложенный глинистыми породами темно-серыми до черных, плотными, крепкими, трещиноватыми. Имеются пропластки известняков темно-серых до черных, плотных, крепких на глубине 3023,4 м и 3029,9 м мощностью 0,3 и 01 м

Кора выветривания (2895-2914 м) (таблица 17) представлена в скважине 18 пластом интенсивно перематой, трещиноватой глинисто-карбонатной породы светло-коричневого цвета с зеленоватым оттенком.

Фундамент начинается с пласта в интервале 2914-2923,5 м, сложенного коричневыми известняками, плотными, крепкими, перематыми, трещиноватыми, с редкими прослоями глинистых пород зеленоватого цвета. Трещины местами залечены кальцитом белым.

Пласт в интервале 2923,5-2926,5 м сложен глинисто-карбонатными породами светло-зеленого, коричневого цвета, интенсивно перематыми, плотными, крепкими.

В интервале 2926,5-2946,3 м залегает пласт коричневых, темно-коричневых известняков плотных, крепких, трещиноватых, трещины различной ориентировки выполнены кальцитом.

До глубины 2961,5 м выноса керна нет.

В интервале 2961,5-2964,0 м залегает пласт известняков темно-серых, серых с коричневым оттенком, иногда зеленоватых, плотных, крепких, перематых.

Согласно описанию керна в скважинах 11, 12, 14, палеозойский пласт в основном представлен глинистыми, глинисто-кремнистыми, глинисто-известковистыми породами. В



скважине 18 разрез представлен известняками. Породы в основном плотные и трещиноватые.

Таблица 17 – Стратиграфические разбивки по скважинам на Герасимовском месторождении

№ скв.	11		12		14		18	
Альт. рог.	113		119,1		118,8		104,5	
Свита								
Кузнецовская	644	12	656	12				
Покурская	656	893	668	882			656	877
<u>Киялинская</u>	1549	628	1550	626	1564	634	1533	637
Тарская	2177	94	2176	98	2198	97	2170	87
Куломзинская	2271	255	2272	255	2295	249	2257	250
Баженовская	2526	22	2527	21	2544	21	2517	22
Георгиевская	2548	6	2548	4	2565	5	2539	4
Васюганская	2554	61	2552	59	2570	61	2543	61
Тюменская	2615	229	2611	231	2631	259	2604	291
Кора выветривания (Р-Т)	2844	54	2838	41	2890	52	2895	19
Фундамент	2898	44	2879	131	2942	88	2914	50
Забой	2942		3010		3030		2954	

## 6.2 Методы геофизических исследований для определения ФЕС

Определение фильтрационно-емкостных свойств палеозойских трещиноватых коллекторов проводится по данным методов БКЗ, АК, ГК, НГК. Их эффективность подтверждена исследованиями [23, 26, 27, 28, 29, 36] На рисунке 22 показаны диаграммы скважины 12 Герасимовского месторождения.

На основе изученных источников и информации о ранее проведенных исследованиях сделан вывод, что в целом выбор комплекса ГМИС палеозойских пород-коллекторов зависит от геологических условий каждого конкретного района, он обычно устанавливается после проведения необходимого объема опытных исследований.

### *Определение пористости по методам БКЗ, АК и НГК*

В трещинном коллекторе емкость и проницаемость обеспечиваются преимущественно трещинами, вторичные пустоты выщелачивания в этом типе коллектора имеют подчиненное значение, а эффективные межзерновые поры отсутствуют. То есть общую пористость в таком коллекторе можно найти путем суммирования трещинной и вторичной [22].

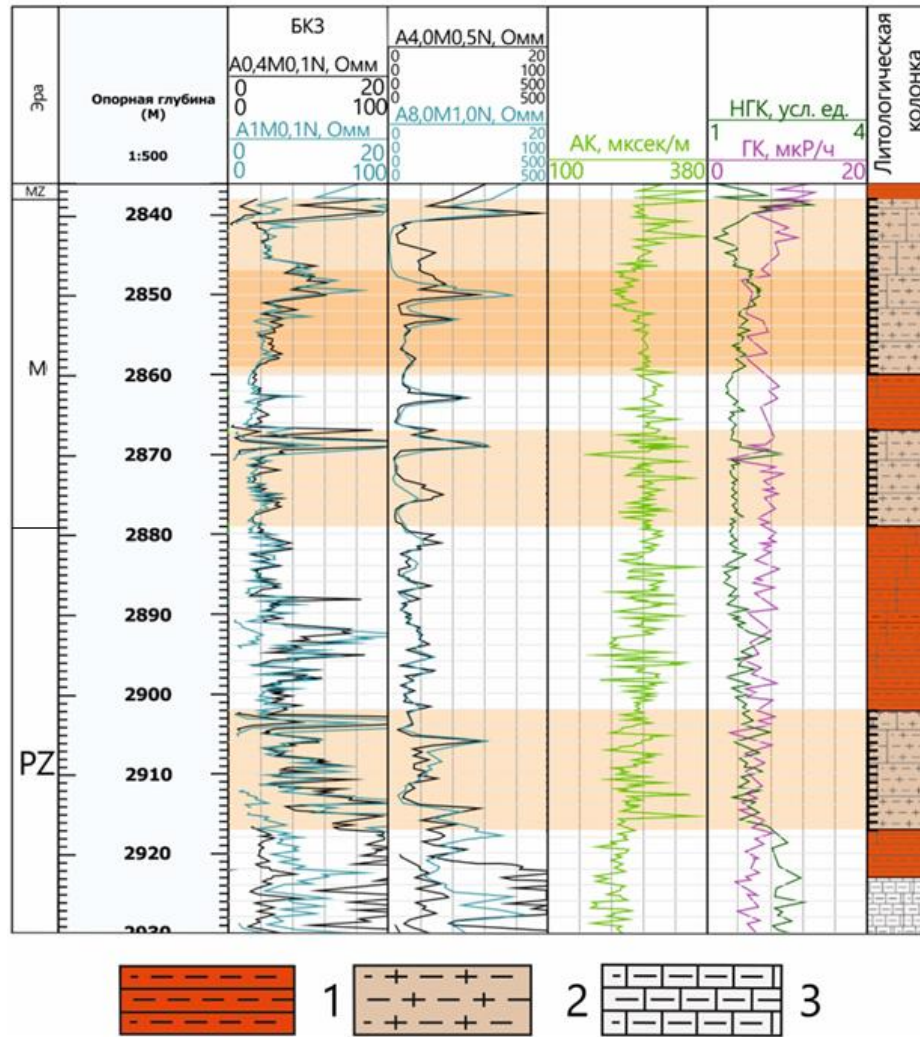


Рисунок 22 - Запись диаграмм БКЗ, АК, ГК и НГК в скважине 12 Герасимовского месторождения. 1 – глинистые породы, 2 – глинисто-кремнистые породы, 3 – глинистые известковистые породы.

Рациональное использование нейтронных методов (в том числе НГК) для оценки пористости трещиноватых коллекторов было доказано во многих исследованиях. Примером такой работы служит исследование с целью оценки вторичной пористости [23], где для определения коэффициентов пористости на месторождении применялись такие методы как гамма-гамма-плотностной каротаж (ГГКп), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК). Использовать эту методику можно, но нет гарантий правильных выходных значений пористости, т.к. ее применяли только для триасовых отложений, а в Западной Сибири трещинные коллекторы в основном палеозойского возраста.

Также, предлагается обязательный учет связанности проводящих каналов при обосновании фильтрационных свойств трещиноватых сред [24]. Практически во всех

исследованиях говорится об обязательном совместном использовании данных по керну при определении ФЕС методами ГИС [25].

Пористость пластов-коллекторов в доюрских отложениях чаще всего определяется по кривым нейтронного гамма-каротажа (НГК) по методу двух опорных горизонтов и по анализу интервального времени пробега продольной волны  $\Delta t$  (акустический каротаж АК) [26].

*Определение пористости по НГК.*

В качестве опорных горизонтов принимаются показания НГК против плотных карбонатных или кремнистых пород (непроницаемых известняков, глинисто-кремнистых пластов)  $J_{n\gamma \text{ плот}}$  и показания НГК против глинистых пород  $J_{n\gamma \text{ гл}}$ . Пористость определяется обычно для проницаемых пластов (показания  $J_{n\gamma \text{ пл}}$ ) с  $h = 1$  м, для которых не требуется введения поправок из-за инерционности аппаратуры при расчете разностного параметра  $\Delta J_{n\gamma}$ .

При анализе кривых нейтронного гамма-каротажа определяется поправка на инерционность аппаратуры для пластов малой мощности ( $h \leq 3V/3600$ ).

Для получения значения  $\Delta J_{n\gamma}$  используют формулу:

$$\Delta J_{n\gamma} = (J_{n\gamma \text{ пл}} - J_{n\gamma \text{ глини}}) / (J_{n\gamma \text{ плот}} - J_{n\gamma \text{ глини}}).$$

Во все эти величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК:

$$J_{n\gamma \text{ пл}} = J_{n\gamma \text{ пл}} - k J_{\gamma \text{ пл}}; J_{n\gamma \text{ плот}} = J_{n\gamma \text{ макс}} - k J_{\gamma \text{ мин}}; J_{n\gamma \text{ глини}} = J_{n\gamma \text{ мин}} - k J_{\gamma \text{ макс}},$$

где  $J_{n\gamma \text{ пл}}$  и  $J_{\gamma \text{ пл}}$  – текущие показания НГК и ГК против исследуемого коллектора;  $J_{n\gamma \text{ макс}}$  – максимальные показания НГК против плотных пород;  $J_{n\gamma \text{ мин}}$  – минимальные показания НГК против глинистых пород;  $J_{\gamma \text{ макс}}$  – максимальные показания ГК против глинистых пород;  $J_{\gamma \text{ мин}}$  – минимальные показания ГК против плотных пород;  $k$  – аппаратный коэффициент.

При использовании приборов со сцинтилляционными счетчиками коэффициент равен  $k = 0,3$ . Полная формула определения  $\Delta J_{n\gamma}$  (с поправками) имеет вид:

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{(J_{n\gamma \text{ пл}} - kJ_{\gamma \text{ пл}}) - (J_{n\gamma \text{ мин}} - kJ_{\gamma \text{ макс}})}{(J_{n\gamma \text{ макс}} - kJ_{\gamma \text{ мин}}) - (J_{n\gamma \text{ мин}} - kJ_{\gamma \text{ макс}})}.$$

Согласно коэффициенту перехода, который выдается для каждой скважины, все значения  $J_{n\gamma}$  и  $J_{\gamma}$  переводятся в имп/мин. При реальных расчетах вместо поправки за глинистость для конкретного пласта-коллектора используются фоновые (минимальные) показания ГК, определяемые также для каждой скважины ( $J_{\gamma \text{ пл}} = J_{\gamma \text{ мин}}$ ).

Пористость определяется из зависимости:  $K_n = -a \lg \Delta J_{n\gamma} - b$  – где коэффициенты  $a$  и  $b$  определяется путем лабораторного анализа керна продуктивного пласта.

#### *Определение пористости по методу АК*

Оценка пористости с использованием АК выполняется согласно измерению интервального времени пробега продольной волны  $\Delta t$ , выраженного в мкс/м и связанного со скоростью распространения продольной волны  $V_p$  (в м/с) соотношением  $\Delta t = 10^6 / V_p$ . Величина  $\Delta t$  увеличивается с по мере возрастания пористости коллектора. Путем проведения экспериментальных исследований установлено, что в однородной породе с межзерновой пористостью пористость по акустическому каротажу может быть вычислена по уравнению среднего времени:

$$K_n = \frac{\Delta t_d - \Delta t_{ск}}{\Delta t_ж - \Delta t_{ск}},$$

где  $\Delta t_d$  – интервальное время пробега упругой волны, снятое на кривой АК против пласта-коллектора;  $\Delta t_{ск}$  и  $\Delta t_ж$  – интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы и в содержащемся в коллекторе флюиде. Обычно принято считать, что скорость распространения упругой волны в минеральном скелете карбонатных пород равна 6400–7000 м/с, а в пластовой жидкости составляет 1600 м/с.

Наиболее точными являются результаты определения пористости в известняках и доломитах. По приведенной выше формуле не определить скорости распространения упругих волн в кавернозных, трещиноватых коллекторах и других породах со сложной структурой порового пространства.

Коэффициент пористости ( $K_n$ ) пластов-коллекторов можно также вычислить при помощи зависимости  $\Delta t = f(K_n)$ , которая может быть получена при соотнесении значений  $\Delta t$ , установленных по кривой АК, и значению коэффициента пористости  $K_n$ , определенного по данным керна (рисунок 23). Такой способ является наиболее надежным [27].

#### *Определение трещинной пористости по методу БКЗ*

Под трещинной пористостью в настоящее время понимается объем проточной части трещин без учета всевозможных расширений, образовавшихся под воздействием процессов выщелачивания, протекающих в карбонатных породах. Оценка этого параметра является наиболее важной, т.к. трещины служат путями фильтрации пластовых жидкостей к скважинам, а такие их параметры, как плотность и особенно раскрытость, контролируют одно из основных свойств коллектора — проницаемость. В настоящее время имеется два способа определения трещинной пористости по данным промысловой геофизики [28]; они предложены В. Н. Дахновым и А. М. Нечаем. Оба метода используют данные электрических методов сопротивлений.

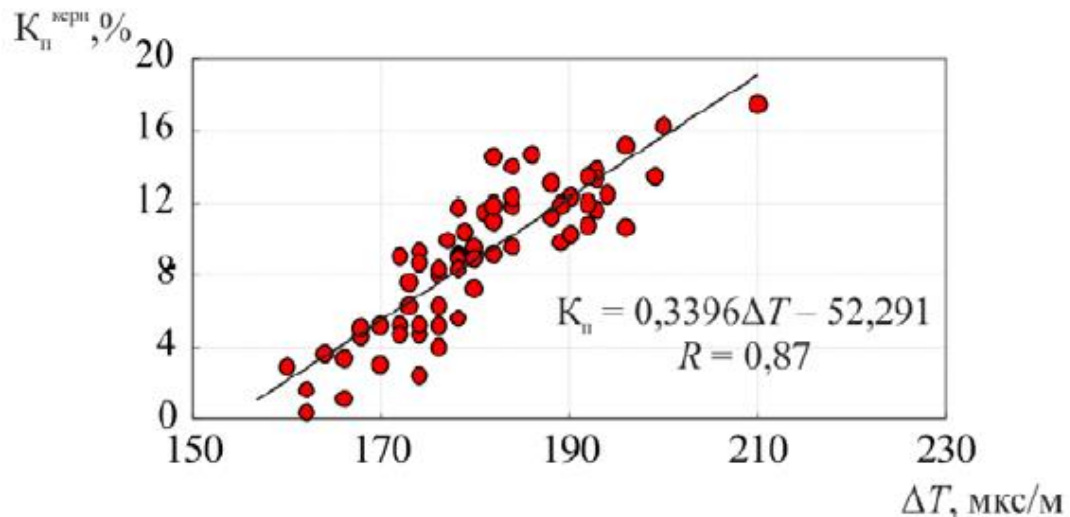


Рисунок 23 – Пример зависимости  $\Delta t = f(K_n)$  для карбонатных отложений турнейского яруса палеозоя.

Оценка трещинной пористости в обоих способах осуществляется по данным метода двух растворов. При этом необходимыми условиями являются:

а) наличие во вскрытом разрезе практически непроницаемых блоков, за счет чего изменение сопротивления породы при смене солености буровых растворов будет определяться только влиянием трещин;

б) сопротивления растворов при первом и втором замерах должны отличаться друг от друга в несколько раз (не менее чем в 3—4 раза), чем меньше разница этих сопротивлений, тем менее эффективен метод.

В способе, предложенном А. М. Нечаем, для определения трещинной пористости используется формула, полученная на основании изучения различных моделей трещиноватых пород:

$$k_{н\text{тр}} = \frac{(c_1\rho_{n2} - c_2\rho_{n1}) \rho_{ф2}\rho_{ф1}}{(\rho_{ф2} - \rho_{ф1}) \rho_{n1}\rho_{n2}}$$

где  $\rho_1$ ,  $\rho_2$ ,  $\rho_{ф1}$ ,  $\rho_{ф2}$  — соответственно, сопротивления породы и фильтрата бурового раствора при первом и втором замерах.

Как видно из формулы, величина  $k_{н\text{тр}}$  определяется в основном сопротивлением породы при первом и втором замерах. Все прочие особенности учитываются с помощью коэффициента  $i$ , меняющегося от 1 до 2 в зависимости от расположения систем трещин. Решение задачи в таком виде представляется слишком общим, поскольку уравнивание свойств пластов по всему разрезу может привести к значительным погрешностям в определении величины  $k_{н\text{тр}}$ .

Способ, предложенный В. Н. Дахновым, в этом смысле представляется более совершенным, поскольку он позволяет учесть такие особенности пород, как анизотропию, преобладающее направление трещиноватости, а также пористость блоков [28] с помощью коэффициента  $c$ , который рассчитывается по формуле:

$$c = \sqrt{\frac{1 + k_{п\ эф} (\rho_{п\ мз}/\rho_{ф})}{1 + k_{п\ эф} (\rho_{п\ мз}/\rho_{ф}) \cos^2 \alpha}}$$

где  $\alpha$  — угол между преимущественным направлением трещиноватости и осью скважины;  $k_{п\ эф}$  — эффективная пористость породы.

Трещинная пористость определяется с помощью уравнения:

$$k_{п\ гр} = \frac{(c_1 \rho_{п2} - c_2 \rho_{п1}) \rho_{ф2} \rho_{ф1}}{(\rho_{ф2} - \rho_{ф1}) \rho_{п1} \rho_{п2}}$$

Оценить точность получаемых результатов можно было бы только путем сопоставлений величин трещинной пористости, определенных изложенными способами, с результатами оценки ее на керновом материале [22]. Трещинная пористость обычно колеблется в пределах 0,01-0,1% [30].

*Вторичная пористость* является основным компонентом эффективной пористости подобных коллекторов, но, к сожалению, пока представляет собой самый сложноизучаемый параметр, из-за резких изменений свойств палеозойских коллекторов (анизотропии). Предпринималось множество попыток оценки вторичной пористости трещиноватых коллекторов, но большинство из них были неоправданными.

Б. Ю. Вендельштейн и И. В. Манчева [1970 г.] пытались выделить из общей пористости вторичную по результатам комплексной интерпретации данных электро- и радиометрии. Также попытка была предпринята попытка В. В. Ларионовым и Н. В. Фармановой [1966 г.] определить вторичную пористость по данным НГК и анализу керна. Однако данные попытки не позволили выделить и оценить в количественном выражении вторичную пористость, которая развита в блоковой среде и в трещинах (раздельно или совместно). Для этих же целей по тому же району Восточного Предкавказья была предложена методика комплексной интерпретации БКЗ и НГК [36]. По этой методике общую пористость находят по диаграмме НГК, а пористость блоков горной породы — по удельному сопротивлению последней, как было предложено выше. Вторичную пористость предлагается определять по формуле:

$$K_{п.вр} = K_{п} - K_{п.б.}$$

где  $K_{п}$  — общая пористость;  $K_{п.б.}$  — блоковая пористость.

Примем эту методику, как верную, и будем определять вторичную пористость путем исключения из общей пористости трещинной и блоковой [30].

#### *Определение проницаемости*

Для оценки проницаемости палеозойских коллекторов наиболее эффективным способом являются петрофизические исследования кернa.

Часто связь пористости с проницаемостью в трещинных коллекторах отсутствует совсем [22]. В таких случаях проницаемость трещиноватых пород определяют исходя из различных соотношений и уравнений с учетом раскрытости и свободы трещин.

Оценка трещинной проницаемости производится по соотношению уравнений Букингема и Дарси. Так, потери давления  $\Delta P$  при пропускании жидкости через трещину с очень малым раскрытием  $h$  описываются уравнением Букингема:

$$\Delta P = \frac{12\mu\nu L}{h^2}, \quad (1)$$

где  $\nu$  – линейная скорость фильтрации. Подставляя это выражение в уравнение Дарси, получим  $K_{\text{пр.тр}} = h^2/12$  или, учитывая, что  $h$  измеряется в сантиметрах, а проницаемость  $K_{\text{пр.тр}}$  – в миллидарси,

$$K_{\text{пр.тр}} = 84,4 \cdot 10^5 \cdot h^2. \quad (2)$$

Следует отметить, что уравнение (2) справедливо только тогда, когда трещина полностью открыта и свободна, т.е. при отсутствии остаточной водонасыщенности. Проницаемость при этом примет малые значения; так, расчет по уравнению (12) дает значения 0,844 мД для трещины с раскрытием 0,1 мм и 84,4 мД при  $h = 1$  мм. Учитывая сложность строения трещины и присутствие в ней остаточной водонасыщенности, Дж. Тиабом и Эрлом Ч. Доналдсоном [31] уравнение (2) предлагается в виде

$$K_{\text{пр.тр}} = 8,444 \cdot 10^6 \cdot (1 - S_{\text{в.о}}) K_{\text{п.тр}} \cdot h^2, \quad (3)$$

где  $S_{\text{в.о}}$  – остаточная водонасыщенность, при лабораторных исследованиях проницаемости сухих образцов кернa она обычно равна нулю;  $K_{\text{п.тр}}$  – трещинная пустотность, %. В.Н. Кобранова [32] считает, что для расчета коэффициента трещинной проницаемости  $K_{\text{пр.тр}}$  сухих образцов может быть использована формула, не учитывающая  $S_{\text{в.о}}$ :

$$K_{\text{пр.тр}} = 8,45 \cdot 10^6 \cdot K_{\text{п.тр}} \cdot h^2. \quad (4)$$

Авторами настоящей статьи  $K_{\text{п.тр}}$  определялась по данным измерений скорости упругих волн, тогда как В.Н. Кобранова [32.] предлагала определять  $K_{\text{п.тр}}$  по шлифам.

Раскрытие трещины авторы определяли, заменяя все трещины одной пересекающей весь образец эффективной трещиной с раскрытием  $h$  и длиной  $d/2$ , равной половине диаметра образца [33]. Объем эффективной трещины равен суммарному объему всех имеющихся в образце трещин:

$$K_{п.тр} = \frac{V_{тр}}{V_{обр}} = \frac{hL \frac{d}{2}}{2\pi \left(\frac{d}{2}\right)^2 L}, \quad (5)$$

где  $V_{тр}$  и  $V_{обр}$  – объем трещин и объем образца соответственно;  $L$  – длина образца. Тогда:

$$h = K_{п.тр} \frac{\pi d}{2}. \quad (6)$$

Однако при определенных условиях зависимость проницаемости пород от трещинной пористости и величины раскрытия трещин можно получить при помощи уравнения Буссинеска, согласно которому расход жидкости, приходящийся на единицу протяженности щели,

$$q = \frac{b^3}{12\mu} * \frac{dp}{dx}$$

где  $b$  – раскрытие трещины;  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости,  $dp/dx$  – градиент давления.

Следовательно, расход жидкости через площадь фильтрации породы

$$Q = l \frac{b^3}{12\mu} * \frac{dp}{dx}$$

Приняв действительным равенство  $m_\tau = b * l / F$ , получим,

$$Q = \frac{F m_\tau b^3}{12\mu} * \frac{dp}{dx}$$

По закону Дарси расход жидкости через эту же породу

$$Q = \frac{k_\tau b^3}{\mu} * \frac{dp}{dx}$$

Здесь  $k_\tau$  – проницаемость трещин.

Приравнивая правые части уравнений получим:

$$k_\tau = 85000 b^2 m_\tau,$$

где  $b$  – раскрытие трещины, мм;  $k_\tau$  – проницаемость, мкм<sup>2</sup>;  $m_\tau$  – трещинная пористость, доли единицы.

Полученная формула действительна для случая, когда трещины перпендикулярны к поверхности фильтрации. В действительности трещины могут располагаться произвольно, в результате чего проницаемость трещиноватой породы будет зависеть от



простираения их систем и направления фильтрации. Поэтому важно знать ориентированность трещин. Она определяется известными методами фиксации положения плоскости в пространстве – по азимуту падения  $\delta$  и углу падения  $\omega$  или же по направляющими косинусов единичного вектора нормали к плоскости трещины ( $\cos \alpha_1, \cos \alpha_2, \cos \alpha_3$ , где  $\alpha_1, \alpha_2$  и  $\alpha_3$  – углы между единичным вектором и осями координат, рисунок 24).

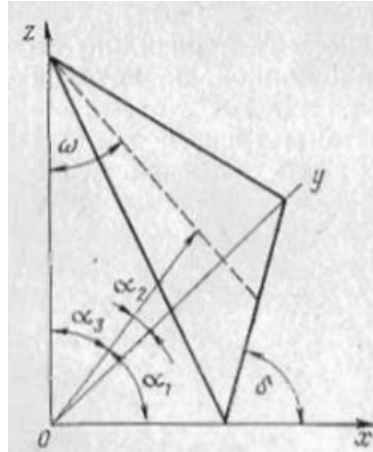


Рисунок 24 - Ориентирование плоскости трещин в пространстве [34]

В общем случае, если трещины располагаются произвольно, а проницаемость рассчитывается для любого горизонтального направления фильтрации, то формула для расчета проницаемости имеет вид:

$$k_{\tau} = 8,5 * 10^6 \sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i (\sin^2 \omega_i \cos^2 \varphi_i + \cos^2 \omega_i)$$

где  $b_i$  и  $\Gamma_i$  – раскрытость и густота трещин соответственно в см и 1/см;  $\omega_i$  – угол падения трещин данной системы;  $\varphi_i$  – угол между задаваемым направлением фильтрации и простираением данной системы трещин.

Параметры трещиноватости находят также по керновому материалу и по шлифам. При микроскопическом исследовании шлифа определяются раскрытие трещин, их протяженность и площадь шлифа. Параметры трещиноватых пород подсчитывают по формулам:

$$m_{\tau} = A \frac{b^3 l}{F}$$

$$m_{\tau} = \frac{bl}{F}$$

$$P = \frac{l}{F}$$

Здесь  $k_t$  – трещинная проницаемость,  $\text{мкм}^2$ ;  $A$  – численный коэффициент, зависящий от геометрии систем трещин в породе (для трех взаимно перпендикулярных систем трещин  $A=2,28 \cdot 10^6$ ; для хаотически расположенных трещин  $A=1,71 \cdot 10^6$ );  $l$  – протяженность трещин в шлифе, см;  $F$  – площадь шлифа,  $\text{см}^2$ ;  $m_t$  – трещинная пористость, доли единицы;  $P$  – поверхностная плотность трещин.

Для определения параметров трещиноватости используются геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования трещиноватых пород [34].

#### *Определение характера насыщения*

Оценка характера насыщения трещинного коллектора по данным ГИС практически не проводится. Хотя существуют методики, позволяющие определить насыщение, но они имеют ряд ограничений.

В 1952 г. М. Р. Вилли [35] был предложен способ комплексного использования методов электротомии и нейтронного гамма-метода для выделения нефтеносных коллекторов в карбонатном разрезе. Метод основан на взаимосвязи между удельным сопротивлением пород и интенсивностью радиационного  $\gamma$ -излучения, которые, в свою очередь, зависят от пористости пород, а удельное сопротивление пород и от их нефтегазоводонасыщения. В условиях залегания низкопористых трещинно-кавернозных карбонатных разностей и вскрытия их на пресных буровых растворах (месторождения Восточного Предкавказья и др.) методика Вилли оказалась малоэффективной для установления продуктивности коллектора. Вместе с тем было показано [36], что она может быть применима для выделения пород с вторичной пористостью.

Существует графический вариант методики [37, 38], описанный выше, основанный на сопоставлении нормализованных по пористости кривых электротомии и НГК, который имеет еще больший список ограничений, в число которых входит: слишком большое проникновение фильтрата бурового раствора, битуминозность и загипсованность пород, присутствие в разрезе кавернозных разностей карбонатных пород [22].

Наиболее общий метод определения насыщения сводится к разделению коллекторов на продуктивные, из которых при испытании получают промышленный приток нефти и газа, и водоносные, дающие чистую воду или воду с пленкой нефти или признаками газа.

Оценка характера насыщения коллекторов основана на определении УЭС  $\rho_p$  породы и вычислении критических величин  $\rho_p^*$ ,  $P_p^*$ . В наиболее простом случае водоносные коллекторы имеют низкое удельное сопротивление, а нефтеносные – высокое. Надежное определение удельного сопротивления пласта  $\rho_p$  возможно лишь для достаточно мощных и однородных пластов. Для этих целей используются длинные зонды БКЗ [19].

### *Определение карбонатности*

Под карбонатностью породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: известняка –  $\text{CaCO}_3$ , доломита –  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ , соды –  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , сидерита –  $\text{FeCO}_3$  и др. Общее количество карбонатов относят обычно к содержанию известняка ( $\text{CaCO}_3$ ), потому, что углекислый кальций наиболее распространен в породах и составляет основную часть перечисленных карбонатов

Определение карбонатности пород проводят для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения проницаемости призабойной зоны (увеличения величины вторичной пористости), а также для определения химического состава горных пород, слагающих нефтяной пласт.

В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллектора можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) коллекторы и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа) коллекторы.

Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей.

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, по данным ГИС в общем случае затруднительно. Наиболее надежные результаты, как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа. Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями [19].

Карбонатность пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом. Метод основан на химическом разложении солей угольной кислоты под действием соляной кислоты и измерением объема выделившегося углекислого газа, образовавшегося в результате реакции:



По данной формуле можно определить карбонатность породы в процентах в пересчете на  $\text{CaCO}_3$ , например, по найденному объему  $\text{CO}_2$  [39]:

$$K = \frac{V \cdot P}{4,4a},$$

где  $K$  – содержание  $\text{CaCO}_3$  (карбонатов) в породе, %;  $V$  – найденный объем углекислого газа,  $\text{см}^3$ ;  $P$  – масса 1  $\text{см}^3$  углекислого газа в мг при температуре и барометрическом давлении в момент отсчета, мг;  $a$  – масса исследуемого образца породы, г [40].

#### Определение глинистости по методу ГК

Глинистость отложений позволяет судить об объёмном содержании глин в коллекторах и как следствии их качестве (рисунок 25). Глинистость ( $K_{\text{гл}}$ ) определяется следующим путём: сначала вычисляется относительная амплитуда интенсивности гамма-излучения ( $I_{\gamma}$ ) по формуле:

$$I_{\gamma} = \frac{I - I_{\text{п}}}{I_{\text{гл}} - I_{\text{п}}}$$

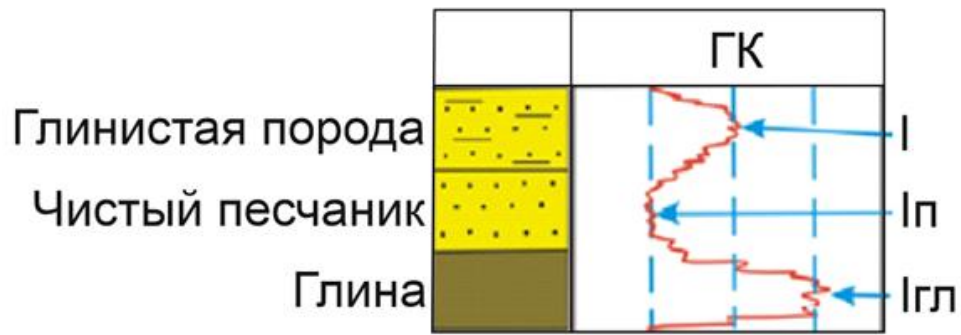


Рисунок 25 – Определение глинистости по гамма-каротажу:  $I$  – показания ГК в интересующем интервале,  $I_{\text{п}}$  – показания ГК в чистых неглинистых породах,  $I_{\text{гл}}$  – показания ГК в глинах [71]

В упрощенном виде можно принять, что вычисленная  $I$  и есть коэффициент глинистости  $K_{\text{гл}}$ .

Более точные расчёты могут быть выполнены по эмпирической зависимости между  $I_{\gamma}$  глинистостью, определённой по лабораторному изучению керна или по зависимостям Ларионова.

На показания влияет толщина пласта – чем меньше толщина пласта, тем меньше показания гамма-каротажа. С помощью ГК можно выделять пласты мощностью порядка 30-40 см. В интервалах кавернообразования показания ГК занижены

Так как показания ГК зависят не только от радиоактивности пород, но и от условий измерений в скважине, то для исключения влияния последних при обработке материалов часто используют безразмерный двойной разностный параметр:

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma \infty} - I_{\gamma \min}) / (I_{\gamma \max} - I_{\gamma \min}),$$

$$\Delta I\gamma = \frac{I_{\gamma\infty} - I_{\gamma\min}}{I_{\gamma\max} - I_{\gamma\min}}$$

Где  $I_{\gamma\infty}$  — исправленное значение  $I\gamma$  за вмещающие породы;  $I_{\gamma\max}$  и  $I_{\gamma\min}$  — соответственно минимальное и максимальное показания  $I\gamma$  по всему разрезу. С помощью двойного разностного параметра часто определяют глинистость породы, используя эмпирические связи типа «ГИС–керн» [71].

### 6.3. Рекомендации по комплексу ГМИС для определения подсчетных параметров

Порода трещиноватых (карбонатных, глинисто-кремнистых) пластов-коллекторов, так называемая матрица, содержит крупные запасы углеводородов, но зачастую не обладает какой-либо значимой проницаемостью. При этом сеть трещин, которая служит как система проводящих каналов и влияет на продуктивность пласта, содержит незначительные запасы углеводородов. Учет основных закономерностей трещиноватости, влияющих на ФЕС пласта коллектора, а также его анизотропия, необходим для дальнейших стадий изучения месторождения: прогнозирования, подсчета запасов и разработки залежей углеводородов.

Самым надежным скважинным методом исследования анизотропии пласта являются акустический каротаж и микросканирование (FMI).

#### *Особенности аппаратуры АСТ-К-80 при проведении акустического каротажа*

Аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах («акустический телевизор») позволяет получить изображение стенки скважины как в открытом, так и в обсаженном стволе. Ее задача – определение наличия каверн, трещин, формы напластования и дефектов колонны (трещины, разрывы, перфорация).

Волна Стоунли считается волной, характеризующей проницаемость горных пород, и в трещиноватых коллекторах ее можно использовать для локализации трещин. Длина волны порядка 0,76 м (~3,5 диаметр скважины).

В этом случае волна Стоунли превращается в трубную волну, которую условно можно представить действием поршня, связанного с радиальным сжатием и расширением его стенок. Если открытая трещина пересекает ствол скважины, то волна Стоунли заставляет скважину “закачивать” жидкость в трещину, что сопровождается диссипацией энергии — волна затухает. В то же время происходит изменение акустического сопротивления, которое вызывает отражение части сигнала волны Стоунли. Таким образом, наличие открытой трещины в скважине ведет:

- а) к ослаблению амплитуды волны Стоунли;
- б) отражению волны Стоунли.

Оптимальные условия измерения аппаратурой АСТ-К-80 – скважины, заполненные любой нетяжелой (плотностью не более  $1,3 \text{ г/см}^3$ ), негазирующей промывочной жидкостью. Измерительный преобразователь АК-сканера представляет собой совмещенный излучатель-приемник упругих колебаний, вращающийся вокруг оси скважинного прибора.

Аппаратура АСТ-К-80 реализует методы акустического сканирования и телевидения и позволяет в полном объеме решать все перечисленные задачи [41].

Измерительный преобразователь АК-сканера представляет собой совмещенный излучатель-приёмник упругих колебаний, вращающийся вокруг оси скважинного прибора. По своим возможностям метод акустического сканирования максимально приближен к прямым методам, т.к. позволяет получить акустическую фотографию места нарушения и провести визуальную диагностику (рисунок 26).

Скважинный прибор АСТ-К-80 (рисунок 27) содержит электронный и электромеханический блоки, которые соединены уплотнителем и скреплены накладной гайкой. На корпусах обоих блоков установлены центраторы. Электронный блок содержит схемы возбуждения преобразователя, приёма и оцифровки сигналов отражений и схему телеметрии. Электромеханический блок содержит электродвигатель и понижающий редуктор, установленный между валом электродвигателя и валом с прикрепленной головкой. Во вращающейся головке установлены два преобразователя с частотами излучения 400 и 1000 кГц. Опорный преобразователь, служащий для измерения скорости звука в жидкости, установлен в корпусе электромеханического блока на расстоянии 50 мм от отражателя. Электрически преобразователи соединены с электронным блоком через коллектор, расположенный в электромеханическом блоке, и разъём на узле стыковки блоков [41].

#### *FMИ – азимутальный электрический микроимиджер*

В большинстве случаев в распоряжении геологоразведчиков есть скважинные данные БКЗ, поскольку этот метод каротажа успешно применялся еще в советское время. По данным БКЗ можно получить индикаторы интенсивности трещин, используя специальную запатентованную методику, разработанную Н. Заляевым. Методика Заляева основана на измерении и специальной интерпретации разницы между вертикальным и общим удельным электрическим сопротивлением в зоне проникновения на разных зондах. Она хорошо себя зарекомендовала для выявления вертикальных и субвертикальных трещин, заполненных нефтью. При наличии хотя бы одного измерения FMИ, данные интерпретации БКЗ можно откалибровать по FMИ для получения более точного результата в других скважинах.

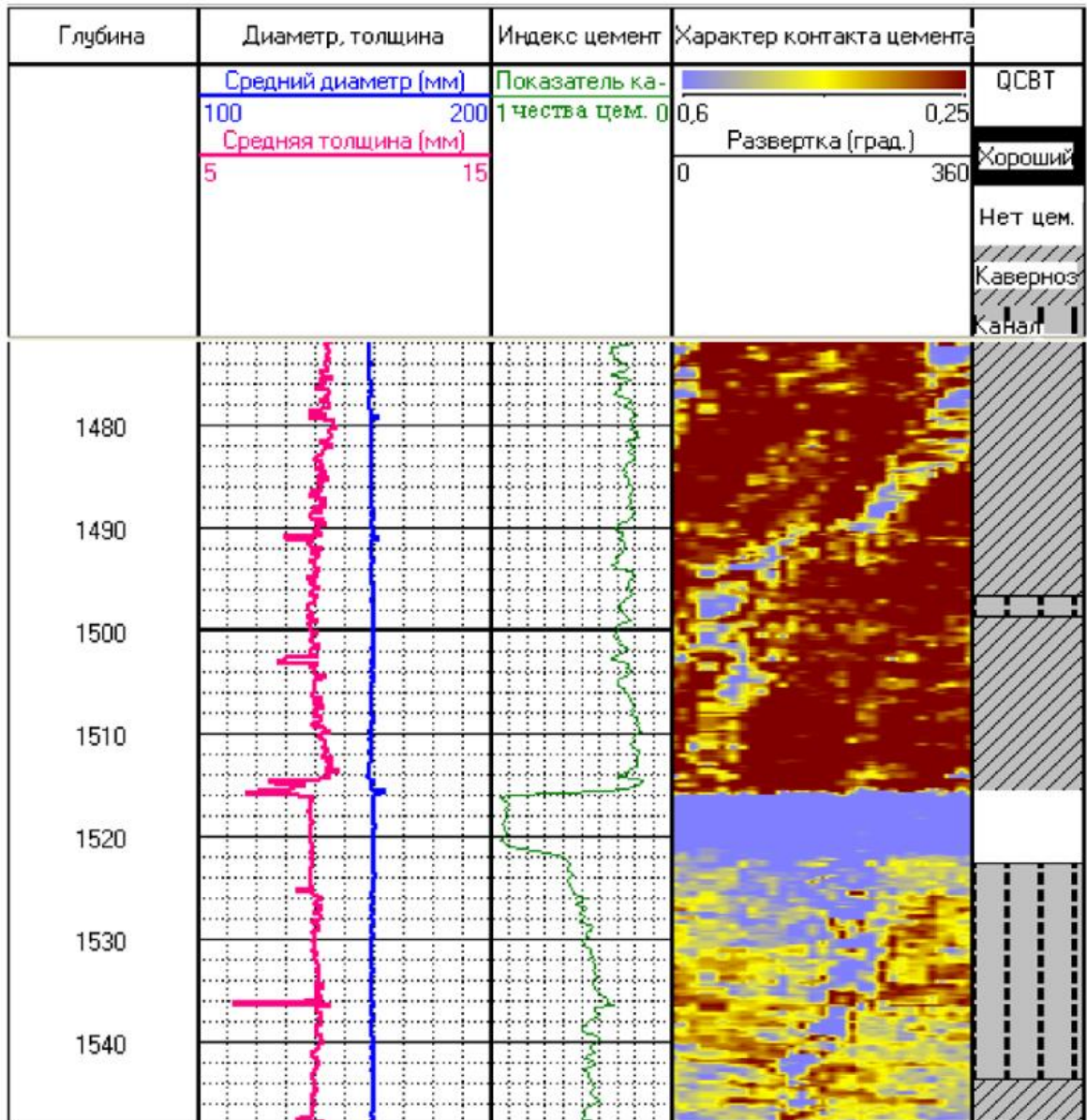


Рисунок 26 – Планшет результатов обработки данных сканера [41]

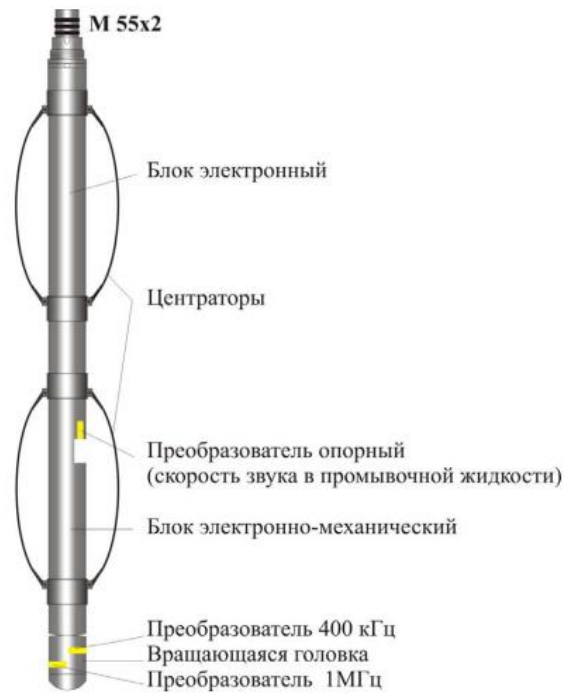


Рисунок 27 – Схема скважинного прибора АСТ-К-80

FMI обеспечивает визуализацию литологических, структурных и тектонических элементов пласта (слои, несогласное залегание, разломы, трещины и др.), а также дает количественную оценку их пространственных элементов. Но нас, главным образом, интересует определение анизотропии ФЕС и оценка вторичной пористости, которые обеспечивает данный метод. FMI в настоящее время активно используется компанией «Schlumberger».

На рисунке 28 иллюстрируются физические принципы, на которых основаны измерения прибора FMI. Напряжение создает переменный ток (АС), испускаемый каждым дисковым электродом в нижней секции прибора и регистрируемый электродом в верхней секции корпуса прибора.

Ток, идущий от каждого дискового электрода, первоначально фокусируется на небольшом объеме пласта, который находится в непосредственном контакте с электродом. Далее линии тока распространяются, покрывая больший объем породы между нижним и верхним электродами. Измеряемый ток состоит из двух составляющих:

- компонент высокого разрешения, модулируемый изменением удельного сопротивления объема пласта, в непосредственной близости от дискового электрода
- компонент низкого разрешения, модулируемый удельным сопротивлением зоны между нижним и верхним электродами.



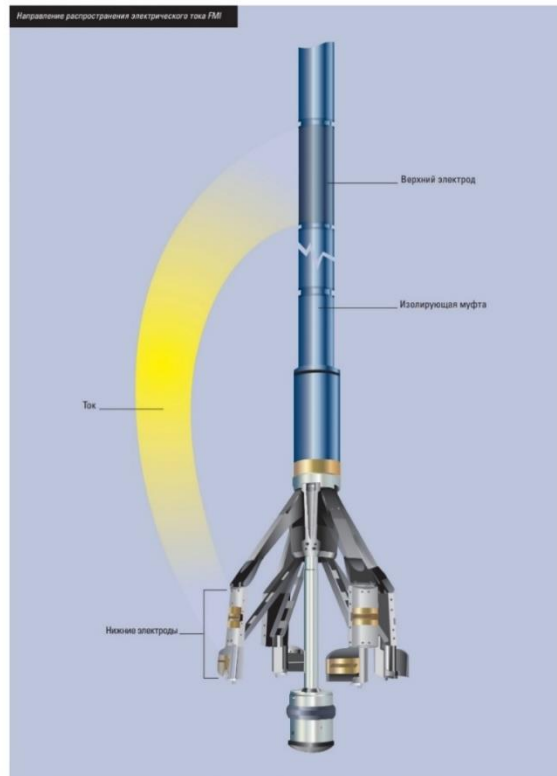


Рисунок 28 – Прибор FMI [42]

Использование переменного тока в качестве измерительного позволяет минимизировать влияние постоянного тока, создаваемого трением башмака о стенки скважины, а также эффекты изменения потенциала самополяризации (СП).

Имидж микросопротивления ствола скважины формируется на основе измерений тока системой дисковых электродов. Компонента высокого разрешения вносит существенный вклад в формирование имиджа, так как его величина может варьироваться на одной глубине от одного электрода к другому. Компонента низкого разрешения действует только как постепенно меняющийся фон. Изменения микросопротивления, связанные с изменением литологических и петрофизических свойств разреза, регистрируемые в основном высокочастотной составляющей тока, интерпретируются на имиджах как текстурные особенности породы, слоистость и трещины различного происхождения.

Дисковые электроды FMI регистрируют только данные изменения удельного сопротивления, отражающие корреляционную зависимость от электропроводности пласта, а не фактическую проводимость / сопротивление. Это объясняется тем, что высоко- и низкоразрешающие составляющие, регистрируемые одновременно, сходны по величине и не могут быть полностью разделены. Высокоразрешающие кривые, регистрируемые дисковыми электродами, как правило, нормализуются показания бокового каротажа малой

глубинности для получения кривой удельного сопротивления. На сравнительно малых глубинах исследования такая масштабированная кривая дает высокоразрешающую диаграмму удельного сопротивления.

Номинальное разрешение микроимиджера соответствует диаметру его электрода – 5 мм. теоретически это предполагает возможность определения истинных размеров объектов более 5 мм.

Объекты размером менее 5 мм могут быть видны в зависимости от степени контраста УЭС самого объекта с вмещающей породой. Если объект виден, то его размер может быть отображен на изображениях имиджера не менее 5 мм.

Кривые, записанные дисковыми электродами, как правило, нормализуются по показаниям бокового каротажа малой глубины для получения кривой удельного сопротивления. На относительно небольших глубинах исследований такая масштабированная кривая дает диаграмму удельного сопротивления с высоким разрешением.

Изображения (имиджи) прибора ФМИ дают важную информацию в тех случаях, когда свойства продуктивности пласта определяются текстурой породы и особенностями режима осадконакопления.

#### *Оценка анизотропии проницаемости в трещинных интервалах*

Информация о преобладающем направлении максимальной горизонтальной трещиноватости, полученная по данным имиджей ФМИ, позволяет определить направление максимальной проницаемости в трещиноватых коллекторах. Система трещин, ориентированная по направлению максимального горизонтального напряжения, имеет наибольшую открытость каналов и определяет преобладающее направление проницаемости [42].

Для исследования анизотропии пласта применяют акустический каротаж и микросканирование:

- Аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах («акустический телевизор») дает возможность не только определить пористость пласта-коллектора, но и позволяет анализировать геомеханику пласта – опознать трещиноватость, оценить анизотропию свойств коллектора;
- Электрическое микросканирование (ФМИ). На полученном изображении стенок скважины наглядно отображается изменение литологии и структуры разреза, фиксируется наличие трещин и каверн, изменение пористости. Полученные имиджи используются для определения анизотропии в комплексе с исследованиями трещиноватости по ориентированному керну.

### *Исследования трещиноватости прямыми методами*

Прямые методы проводятся на керновом материале, являются наиболее достоверными и информативными среди прочих методов.

Микротрещины пород и их характеристики определяются по шлифам следующими методами: метод капиллярного насыщения образцов горных пород люминесцирующими жидкостями; оптико-микроскопический метод. Для проведения исследований данными методами обязательно требуется ориентированный керн.

Приведенные выше геофизические и петрофизические методы имеют ряд ограничений. В наклонных скважинах (более 38-40°) показания прибора FMI неинформативны, аппаратура акустического каротажа также выдает ложные значения. Качественная характеристика пластов по этим методам в любых условиях проведения скважинных исследований имеет погрешность. Исследования керна требуют строгой его ориентировки, из-за чего накладывается ограничение на скорость бурения при отборе керна специальным ориентирующим керноприемником, также важен угол, при котором отбирается керн (должен быть не менее 20-25°) [80].

### *Гамма-гамма-каротаж*

Гамма-гамма-каротаж (ГГК) в комплексной интерпретации с методами НГК и АК позволяет оценить вторичную пористость трещиноватых коллекторов [23].

ГГК основывается на различной способности горных пород рассеивать полученный от источника поток гамма-квантов.

Компоновка аппаратуры ГГК схожа с компоновкой приборов ГК, только прибор в ГГК добавляется источник гамма-квантов. За длину зонда берется расстояние между центрами источника и детектора. К середине зонда (точке О) относятся результаты измерений. Во избежание попадания гамма-квантов напрямую от источника в детектор, а также для ограничения влияния рассеянного в буровом растворе гамма-излучения детектор и источник экранируют свинцом. При этом детектор и источник прижимаются к стенке скважины либо при помощи рессоры, либо находясь в выносном блоке (рисунок 29).

Гамма-излучение – это поток гамма-квантов, образующихся в процессе ядерных реакций. Энергия гамма-квантов  $E_\gamma$  зависит от частоты  $\nu$ :  $E_\gamma = h \cdot \nu$ , где  $h$  – постоянная Планка ( $h = 6,62 \cdot 10^{-34}$  Дж·с). Существует три вида взаимодействия гамма-квантов с веществом – фотоэффект (фотопоглощение), комптоновское рассеяние и эффект образования электронно-позитронных пар.

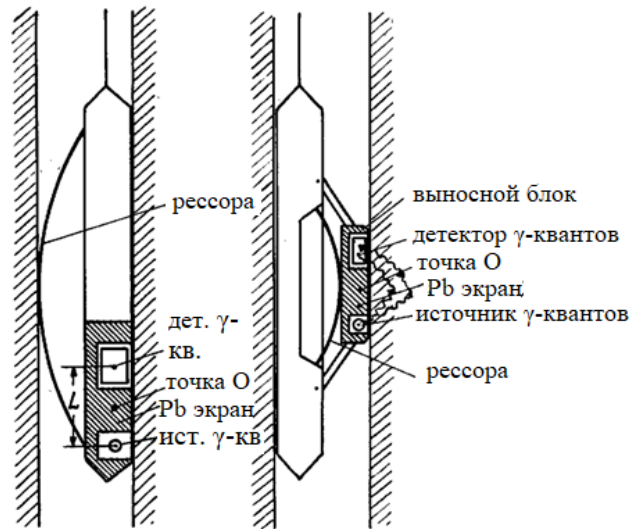


Рисунок 29 – Устройство скважинных снарядов для гамма-гамма-каротажа

Фотоэффект – поглощение гамма-кванта атомом вещества, при этом энергия кванта передается электрону атома, вследствие чего электрон вырывается с орбиты (рисунок 30, а).

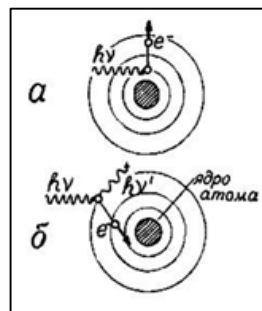


Рисунок 30 - Взаимодействия гамма-квантов с веществом: фотоэффект (а), комптоновское рассеяние (б) [23]

Данный процесс наблюдается тогда, когда энергия гамма-кванта меньше 0,2 МэВ. Вероятность фотопоглощения  $\tau_{\text{ф}}$  зависит от энергии гамма-кванта  $E_{\gamma}$  и от эффективного порядкового номера вещества  $z_{\text{эф}}$ :

$$\tau_{\text{ф}} = c \cdot \frac{z_{\text{эф}}^4}{E_{\gamma}^m},$$

где  $c$  – постоянная, меняющаяся скачкообразно при переходе энергии гамма-кванта через потенциалы ионизации электронных оболочек атома;  $m$  – коэффициент: при  $E_{\gamma} > 0,2$  МэВ  $m=1$ ; при  $E_{\gamma} < 0,2$  МэВ  $m=3$ ;  $z_{\text{эф}}$  – эффективный атомный номер среды.  $z_{\text{эф}}$  для сложного состава определяется по формуле И. В. Поройкова:

$$z_{\text{эф}} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{i=n} z_i^3 q_i}.$$

где  $z_i$  - атомный номер элемента;  $q_i$  - весовое содержание  $i$ -го элемента в среде. Формула показывает, что малое присутствие в среде элементов с большим атомным номером влияет на вероятность фотоэффекта.

При комптоновском рассеянии гамма-квант сталкивается с электроном, выбивает его из структуры атома, а сам отклоняется на угол  $\theta$  с уменьшенной энергией (рисунок 30, б). Комptonовское рассеивание на электронах свойственно для гамма-квантов, чья энергия много выше  $E_{св}$  электронов в атоме ( $E_\gamma > 0,2$  МэВ).

На вероятность комптон-эффекта  $\tau_k$  имеет влияние количество электронов в единице объема вещества и сечение комптоновского рассеяния  $\sigma_k$ , которое зависит от энергии и атомного номера элемента.

$$\tau_k = \sigma_k \cdot n_e = \sigma_k \frac{N_0 \rho \cdot z}{A},$$

где  $N_0$  - число Авогадро ( $N_0 = 6,02 \cdot 10^{23}$  моль<sup>-1</sup>);  $\rho$  - плотность вещества. Из формулы видно, что вероятность комптоновского рассеяния зависит от плотности вещества.

Плотностной гамма-гамма-картаж плотностной (ГГК-П) основывается на комптоновском рассеянии. В данном методе используют ИИИ с энергией  $E_\gamma > 0,2$  МэВ. Такими источниками являются искусственные изотопы кобальта  $Co^{60}$  ( $E_\gamma = 1,17$  МэВ и  $1,33$  МэВ), цезия  $Cs^{137}$  ( $E_\gamma = 0,66$  МэВ) и естественный радиоактивный элемент радий  $Ra^{226}$ , создающий спектр  $\gamma$ -квантов с энергиями от  $0,35$  до  $1,76$  МэВ. Существуют зонды ГГК-П от  $20$  до  $50$  см. При увеличении длины зонда метод становится более чувствительным (рисунок 31).

Для устранения влияния на результаты ГГК-П вариаций  $Z_{эф}$  горных пород детектор гамма-квантов закрывают со стороны стенки скважины.

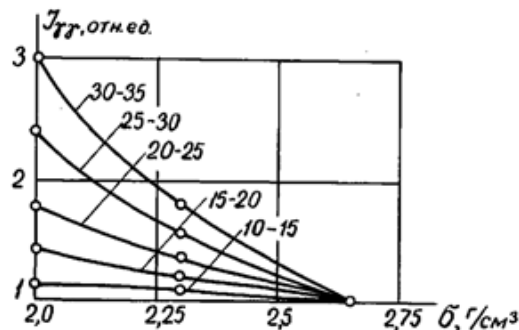


Рисунок 31 – Зависимость показаний метода ГГК-П от плотности горной породы при различных длинах зонда. Шифр кривых - длина зонда, см [23]

ГГК-П используется для плотности и пористости пластов-коллекторов. Плотность породы  $\sigma_{\Pi}$  и коэффициент пористости  $K_{\Pi}$  связаны зависимостью:

$$\sigma_{\Pi} = (1 - K_{\Pi}) \cdot \sigma_{\text{ск}} + K_{\Pi} \cdot \sigma_{\text{ж}},$$

где  $\sigma_{\text{ск}}$  и  $\sigma_{\text{ж}}$  - соответственно, плотности минерального скелета и жидкости, насыщающей поры коллектора. Данные параметры определяются по керну в лабораторных условиях.

Плотность породы в целом  $\sigma_{\Pi}$  может быть определена по результатам ГГК-П. При этом аппаратура проходит калибровку на эталонных образцах с известной плотностью. На диаграммах современной аппаратуры ГГК-П единицы измерения выражены в плотности [44].

#### *Аппаратура*

ГГК-П проводится аппаратурой. Скорость записи регулируют в пределах 200-400 м/час. В таблице 18 приведены общие технические характеристики аппаратуры. В скобках указаны параметры для термобаростойкого исполнения прибора.

Таблица 18 – Характеристика аппаратуры серии СПГ.

Длина, мм	3250 (3750)
Максимальный диаметр, мм	до 82 (90)
Масса, кг	70 (100)
Максимальная рабочая температура, °С	120 (185)
Максимальное рабочее давление, мПа	80 (150)
Скорость каротажа, м/час	200-400

Техническая компоновка аппаратуры приведена на рисунке 32.

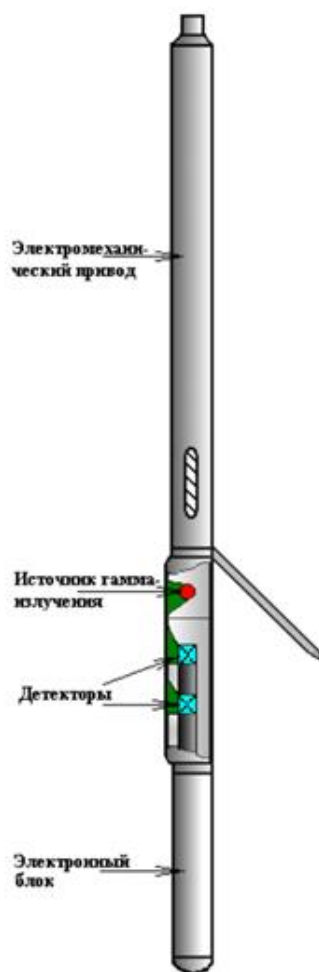


Рисунок 32 - Модуль серии СГП [46]

Оптимальные условия проведения исследований методом ГГК-П – необсаженная скважина, заполненная буровым раствором [46].

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
225А	Герасимову Егору Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОГ</b>
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.
5. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев), НДС 20%</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценка стоимости геофизических работ на скважинах</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований</i>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
225А	Герасимов Егор Андреевич		



## 7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости проектного комплекса ГИС в открытом стволе проектной скважины № 100 на Герасимовском нефтяном месторождении, расположенном в Парабельском районе Томской области.

Проектируемые геофизические исследования будут проводиться геофизической партией, входящей в состав геофизической экспедиции ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика». Данное предприятие, обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, расстоянием от базы до места исследований.

В качестве опорного нормативного документа был использован справочник ПОСН 81-2-49. [47]

### 7.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, прежде всего, необходимо определить время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от [48]:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Выбор и объемы проектируемых работ по проекту показаны в таблице 19. Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании. Проектный забой скважин – 2950 м, работы по проекту по одной скважине.

В качестве нормативного документа был использован справочник “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49).

Таблица 19 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины).

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся	
			В интервале, м	
			от	до
1	Стандартный каротаж	1:500	0	650
	ПС	1:500	0	650
	Инклинометрия	Через 20 м	0	650
	Кавернометрия	1:500	0	650
2	АКЦ	1:200	0	650
	Плотностная цементометрия	1:500	0	650
3	Стандартный каротаж	1:500	640	2270
	ПС	1:500	640	2270
	ГК	1:200	640	2270
	Инклинометрия	Через 20 м	640	2270
	Кавернометрия	1:500	640	2270
4	Стандартный каротаж	1:500	640	2950
	ПС	1:500	640	2950
	Кавернометрия	1:500	640	2950
	ГК и НГК	1:500	640	2950
	Профилеметрия	1:500	640	2950
	МКЗ	1:200	640	2950
	МБК	1:200	640	2950
	БК	1:200	640	2950
	Стандартный каротаж	1:200	640	2950
	БКЗ	1:200	640	2950
	ИК	1:200	640	2950
	АК	1:200	640	2950
	НГК+ННКт	1:200	640	2950
	Резистивметрия	1:200	640	2950
Инклинометрия	Через 20 м	640	2950	
5	ГК	1:500	640	2950
	АКЦ	1:200	2550	2950
	Плотностная цементометрия	1:200	2550	2950
	Термометрия	1:200	0	2950
6	Газовый каротаж	1:200	0	2950

Проезд до места исследований вертолётным транспортом.

Тех дежурство - 12 ч.

Стоимость интерпретации равна 50% от стоимости полевых работ.

### 7.3 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

## 7.3.1 Расчёт затрат времени

Расчёт затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат времени приведён в таблице 20).

Таблица 20 – Расчет затрат времени

№	Вид исследований	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
		Ед. изм.	Кол-во			
1	Стандартный каротаж	м	6900	3	мин/100 м	207
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер.	1	39	мин/опер.	39
3	ПС	м	4590	3	мин/100 м	137,7
4	Вспомогательные работы при ПС	опер.	1	39	мин/опер.	39
5	БК	м	2310	3,3	мин/100 м	76,23
6	Вспомогательные работы при БК	опер.	1	39	мин/опер.	39
7	БКЗ	м	2310	3	мин/100 м	69,3
8	Вспомогательные работы при БКЗ	опер.	1	39	мин/опер.	39
9	ИК	м	2310	4,1	мин/100 м	94,71
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1	39	мин/опер.	39
11	ГК и НГК	м	6250	10,2	мин/100 м	637,5
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	опер.	1	87,5	мин/опер.	87,5
13	МБК	м	2310	3,3	мин/100 м	76,3
14	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	39	мин/опер.	39
15	АК	м	2310	10,8	мин/100 м	226,3
16	Вспомогательные работы при АК	опер.	1	54	мин/опер.	54
17	Кавернометрия	м	6900	3,7	мин/100 м	255,3
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	1	49	мин/опер.	49
19	МКЗ	м	2310	3,3	мин/100 м	76,3
20	Вспомогательные работы при МКЗ	опер.	1	39	мин/опер.	39
21	Газовый каротаж	м	2950	3,3	мин/100 м	97,35
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	опер.	1	39	мин/опер.	39
23	Термометрия	м	2950	1,18	мин/100 м	34,81
24	Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	54	мин/опер.	54
25	Инклинометрия	м	4590	1,4	мин/100 м	64,26
26	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	1	17	мин/опер.	17
27	АКЦ	м	1050	6	мин/100 м	63

28	Вспомогательные работы при АКЦ	опер.	1	39	мин/опер.	39
29	Плотностная цементометрия	м	1050	18	мин/100 м	189
30	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер.	1	44,5	мин/опер.	44,5
31	ННКт	м	2310	10,2	мин/100 м	235,62
32	Вспомогательные работы при ННКт	опер.	1	87,5	мин/опер.	87,5
33	Резистивиметрия	м	2310	3	мин/100 м	69,3
34	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	39	мин/опер.	39
35	Проезд на место работ	км	50	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	95
36	Тех. дежурство	парт-час	12	60	мин/парт-час	720
<b>На запись диаграмм: мин</b>						3393,48
<b>Всего: мин</b>						4208,48

### 7.3.2 Расчёт затрат труда

Расчёт затрат труда проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 21) [49].

Таблица 21 – Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Кол-во	Норма затрат труда по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма затрат труда по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	6900	0,18	чел-час/100м	12,42	0,12	чел-час/100м	8,28
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
3	ПС	м	4590	0,18	чел-час/100м	8,26	0,12	чел-час/100м	5,5
4	Вспомогательные работы при ПС	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
5	БК	м	2310	0,2	чел-час/100м	4,62	0,13	чел-час/100м	3
6	Вспомогательные работы при БК	опер.	1	2,3	чел-час	2,3	1,56	чел-час	1,56

7	БКЗ	м	2310	0,18	чел-час/ 100м	4,16	0,12	чел-час/ 100м	2,77
8	Вспомогательные работы при БКЗ	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	1,56	чел-час	2,34
9	ИК	м	2310	0,25	чел-час/ 100м	5,76	0,16	чел-час/ 100м	3,7
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1	2,34	чел-час	5,94	1,56	чел-час	1,56
11	ГК и НГК	м	6250	3,9	чел-час/ 100м	243,35	0,41	чел-час/ 100м	25,63
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	опер.	1	3,45	чел-час	3,45	3,5	чел-час	3,5
13	МБК	м	2310	0,2	чел-час/ 100м	4,26	0,13	чел-час/ 100м	3
14	Вспомогательные работы при МБК	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	1,56	чел-час	1,56
15	АК	м	2310	0,65	чел-час/ 100м	15,02	0,43	чел-час/ 100м	9,93
16	Вспомогательные работы при АК	опер.	1	3,24	чел-час	3,24	2,16	чел-час	2,16
17	Кавернометрия	м	6900	0,22	чел-час/ 100м	15,18	0,15	чел-час/ 100м	10,35
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	1	2,94	чел-час	2,94	0,3	чел-час	2,94
19	МКЗ	м	2310	0,2	чел-час/ 100м	4,62	0,12	чел-час/ 100м	2,77
20	Вспомогательные работы при МКЗ	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,56	чел-час	0,56
21	Газовый каротаж	м	2950	0,2	чел-час/ 100м	5,9	0,3	чел-час/ 100м	8,85
22	Вспомогательные работы при газовом каротаже	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,56	чел-час	2,34
23	Термометрия	м	2950	2,06	чел-час/ 100м	60,77	1,37	чел-час/ 100м	40,4
24	Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
25	Инклинометрия	м	4590	0,084	чел-час/ 100м	3,86	0,056	чел-час/ 100м	2,57
26	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	1	1,02	чел-час	1,02	0,68	чел-час	0,68
27	АКЦ	м	1050	0,18	чел-час/ 100м	1,89	0,12	чел-час/ 100м	1,26

28	Вспомогательные работы при АКЦ	опер.	1	3,24	чел-час	3,24	2,16	чел-час	2,16
29	Плотностная цементометрия	м	1050	0,54	чел-час/100м	5,67	0,36	чел-час/100м	3,78
30	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	опер.	1	2,67	чел-час	2,67	1,78	чел-час	1,78
31	ННКт	м	2310	3,9	чел-час/100м	90,09	0,41	чел-час/100м	9,47
32	Вспомогательные работы при ННКт	опер.	1	3,45	чел-час	3,45	3,5	чел-час	3,5
33	Резистивиметрия	м	2310	0,18	чел-час/100м	4,16	0,12	чел-час/100м	2,77
34	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
35	Проезд	км	50	0,114	чел-час/км	5,7	0,08	чел-час/км	4
36	Тех дежурство	парт-час	12	3,6	Чел-час/парт-час	43,2	2,4	чел-час/парт-час	28,8
<b>На запись диаграмм: чел-час.</b>						538,7			173,84
<b>Всего: чел-час.</b>						587,6			206,64

### 7.3.3 Расчёт затрат основных средств

Расчёт затрат материалов и оборудования производим для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин.

Расчёт затрат материалов для промыслово-геофизической партии по обслуживанию бурящихся скважин приведён в таблице 22.

Таблица 22 – Материалы

№	Наименование материала	Ед. изм.	Норматив. колич. на партию в месяц
1	Бумага для множительных аппаратов	рул.	5
2	Бумага для принтеров	упак.	0,5
3	Бумага наждачная	кв. м	1
4	Веник-сорго	шт.	2
5	Ветошь обтирочная	кг	2
6	Вилка электрическая бытовая	шт.	4
7	Выключатель	шт.	1
8	Гвозди	кг	0,2
9	Дискеты 3,5 дюйма	шт.	10
10	Карандаши разные	шт.	5
11	Канифоль сосновая (А сорт 1)	кг	0,1
12	Картридж	шт.	0,25
13	Лента изоляционная х/б	кг	2

14	Лента на ПВХ основе	рул.	2
15	Мыло хозяйственное	кг	0,4
16	Папка для бумаг	шт.	2
17	Патроны электрические	шт.	0,2
18	Полотенце	кг	2
19	Порошок стиральный	шт.	0,5
20	Припой	г	0,2
21	Розетка штепсельная	шт.	0,5
22	Ручка шариковая	шт.	1
23	Спирт технический	л	0,15
24	Тетрадь общая	шт.	1
25	Топорище	шт.	0,5
26	Черенки лопаты	шт.	1
27	Шпагат	кг	0,2
28	Шурупы разные	кг	0,2
29	Элемент 373 (батарейка)	шт.	2
30	Электролампы осветительные	шт.	2

Оборудование для комплексной партии по обслуживанию бурящихся скважин приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Оборудование

Оборудование	Ед. изм	Объем
Подъемник каротажный самоходный ПК-4 (УРАЛ-375)	шт	1
Каротажная станция КЕДР-02	шт	1
Ноутбук	шт	1
Спутниковый телефон	шт	1
Магнитооптический диск	шт	1
<b>Приборы</b>		
“КИА-723-М”	шт	2
“КЗА-723”	шт	2
“НС-380”	шт	2
“СПАК-6Д”	шт	2
“ИМММ-120/60”	шт	2
“СРК-73”	шт	2
“ТРГК”	шт	2
Скважинный дефектомер-плотномер СГДТ-II	шт	2
АКЦ-НВ	шт	2

Исходя из того, что геофизические работы будут проводиться вахтовым методом можно использовать нормы из таблицы 1-073 справочника “Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49). [47]

#### 7.4 Смета

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их

отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

#### 7.4.1 Расчёт суммы основных расходов по видам работ

Сметные расчеты по видам работ, комплексной геофизической партии, оформлены в таблице 24 [49].

Таблица 24 – Сметные расчеты по видам работ

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб	Повышающие коэф.		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Кудор.	Кнорм . усл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	6900	22,6	руб./100м	1559,4	4,4	1,12	7684,72
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
3	ПС	м	4590	22,6	руб/100м	1037,34	4,4	1,12	5112,01
4	Вспомогательные работы при ПС	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
5	БК	м	2310	24,83	руб/100м	573,57	4,4	1,12	2826,57
6	Вспомогательные работы при БК	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
7	БКЗ	м	2310	22,6	руб/100м	522,06	4,4	1,12	2572,71
8	Вспомогательные работы при БКЗ	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
9	ИК	м	2310	27,53	руб/100м	635,94	4,4	1,12	3133,93
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1	295,4	руб/ опер	295,4	4,4	1,12	1455,71
11	ГК и НГК	м	6250	170,97	руб/100м	10685,63	4,4	1,12	52658,76
12	Вспомогательные работы при ГК и НГК	опер.	1	351,46	руб/ опер	351,46	4,4	1,12	1729,73
13	МБК	м	2310	24,83	руб/100м	573,57	4,4	1,12	2826,57



14	Вспомогательные работы при МБК	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
15	АК	м	2310	72,14	руб/ 100м	1666,43	4,4	1,12	8212,19
16	Вспомогательные работы при АК	опер.	1	293,9	руб/ опер	293,9	4,4	1,12	1448,34
17	Кавернометрия	м	6900	22,97	руб/ 100м	1584,93	4,4	1,12	7810,54
18	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	1	247,19	руб/ опер	247,19	4,4	1,12	1218,15
19	МКЗ	м	2310	22,6	руб/ 100м	522,06	4,4	1,12	2572,71
20	Вспомогательные работы при микрозондировании	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
21	Газовый картаж	м	2950	22,6	руб/ 100м	666,7	4,4	1,12	3285,5
22	Вспомогательные работы при газовом картаже	опер.	1	240,87	руб/ опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
23	Термометрия	м	2950	113,6	руб/ 100м	3351,2	4,4	1,12	16514,71
24	Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	189,6	руб/ опер	189,6	4,4	1,12	934,76
25	Инклинометрия	тчк	4590	5,24	руб/тчк	240,52	4,4	1,12	1185,26
26	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	1	64,17	руб/о тчк	64,17	4,4	1,12	316,23
27	АКЦ	м	1050	72,14	руб/ 100м	757,47	4,4	1,12	3393,47
28	Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	293,9	руб/ опер	293,9	4,4	1,12	1448,34
29	Плотностная цементометрия	м	1050	115,47	руб/ 100м	1212,44	4,4	1,12	5974,88
30	Вспомогательные работы при плотностной цементометрии	м	1	256,35	руб/ опер	256,35	4,4	1,12	1263,29
31	ННКт	м	2310	170,97	руб/ 100м	3949,4	4,4	1,12	19462,68
32	Вспомогательные работы при ННКт	опер.	1	351,46	руб/ опер	351,46	4,4	1,12	1729,73

33	Резистивиметрия	м	2310	22,6	руб./100м	522,06	4,4	1,12	2572,71
34	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	240,87	руб/опер	240,87	4,4	1,12	1187,0
35	Проезд	Км	50	15,49	руб/км	774,5	1,51	1,12	1309,83
36	Тех дежурство	парт-ч	12	257,7	р/парт.ч	3092,4	4,4	1,12	15239,35
<b>На запись диаграмм, руб./скв</b>									168840,2
<b>Итого, руб.</b>									185389,38

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на 100 м одной скважины – 1688,4 руб.

Стоимость каротажных исследований для одной скважины будет составлять 185389,38 руб.

При использовании каротажного подъемника ПК-4 (УРАЛ-375) расход дизельного топлива при выполнении работ в стационарном режиме в одной скважине составит  $14,39 \cdot 56,9$  часов = 813,9 л. Расход топлива при переезде подъемника с базы на скважину и обратно составят  $0,698 \frac{\text{л}}{\text{км}} \cdot 50 \text{ км} = 34,9$  л. Суммарные затраты на расход топлива с учетом масел ( $K=1,09$ ) составят  $(813,9 + 34,9) \cdot 1,09 \cdot 49 \text{ руб} = 45334,4$  руб. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% стоимости комплекса каротажных работ и составляют 92694,69 руб.

#### 7.4.2 Расчет сметной стоимости контрольно-интерпретационных работ

Расчет сметной стоимости в таблице 25 производится для комплексной интерпретации геолого-геофизической информации (КИГГИ) на 100 м разреза.

Таблица 25 – Сметная стоимость интерпретационных работ

Вид работ	Норма времени, мин/100 м	Общее время, ч	Норма затрат труда, чел-ч/100 м	Общие затраты труда, чел-ч	Заработная плата, руб./100 м	Общая заработная плата, руб
КИГГИ (ИТР)	31,26	15,37	168,8	4979,6	928,64	27394,88

Затраты на материалы составляют 34%, а на износ инструментов - 4,4% от заработной платы ИТР, и в общем равны 10519,63 руб.

Цеховые расходы составляют 15% от зарплаты ИТР и равны 4109,23 руб.

Суммарные расходы на интерпретацию полученных данных составят 42023,74 руб.

#### 7.4.3 Общая сметная стоимость работ по проекту

Общая стоимость по проекту представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Общая сметная стоимость работ по проекту

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сметная стоимость, руб
1	Итого работы в скважине	185389,38
2	Камеральные работы	92694,69
3	КИГГИ	42023,74
4	ИТОГО основных расходов	320107,81
5	Накладные расходы (20%)	64021,56
6	ИТОГО	384129,37
7	Плановые расходы (20%)	76825,87
8	Резерв на непредвиденные расходы (3%)	11523,88
9	В целом по расчету	472479,12
10	НДС (20%)	94495,82
11	ВСЕГО по объекту	556974,94

Стоимость всех работ, выполненных по объекту (с учётом ГСМ) составляет  $556974,94 + 45334,4 = 602309,34$  руб.

#### 7.4.4 Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Сметно-финансовый расчет на проектно-сметные работы показан в таблице 27.

Таблица 27 – Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Статьи зарплат	Кате- гория	Трудо- затраты	Оклад	Район. коэф.	Сев. коэф	Итого с учётом коэф-ов	Премияль- ные, %	Итого с учётом премии
Начальник партии	12	1,7	20000	1,5	1	51000	40	71400
Геофизик	8	1,7	15000	1,5	1	38250	40	53550
Каротажник	6	1,7	14000	1,5	1	35700	30	49980
Сметчик	8	1	15000	1,5	1	22500	40	31500

Итого: 206430 руб.

Дополнительная заработная плата: 17150 руб.

Фонд заработной платы: 223580 руб.

Материалы: 107318,4 руб.

Амортизация: 5365,92 руб.

Стоимость проектно-сметных работ: 556974,94 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
225А	Герасимову Егору Андреевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОГ</b>
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств палеозойского резервуара на Герасимовском месторождении (Томская область)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования.	Объектом исследования является проектная разведочная скважина №100, которая заложена в южном блоке Герасимовского поднятия в зоне сочленения Нюрольской впадины и Пудинского мегавала. На стадии разведки месторождения углеводородов, поставлены задачи по приросту запасов категории С2. Выбор комплекса методов исследования ГИС основывается исходя из поставленных задач. Работы проводятся на скважине, камеральные работы и интерпретация проводится в помещении.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов <ul style="list-style-type: none"> <li>– неудовлетворительный микроклимат;</li> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Электроопасность</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> </ul>
3. Экологическая безопасность	– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, бытовой мусор, химреагенты)

	– решение по обеспечению экологической безопасности.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Герасимов Егор Андреевич		

**8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – диалектическая взаимосвязь между работодателем и работником, характеризующаяся взаимными правилами и обязанностями по выполнению социальных норм и наложением ответственности в случае ее нарушения.

Проектируемый комплекс работ на скважине, будет проводится на Герасимовском НГКМ. Административно Герасимовское месторождение находится в Парабельском районе Томской области.

Климат района резко континентальный и типичный для зоны тайги. Зима суровая и продолжительная, снежная. Температура воздуха в среднем зимой составляет -20-25, летом +15 - +20. Самый холодный месяц – январь (до -50 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в ноябре, сходит в середине мая.

Рельеф местности – слаборасчлененная заболоченная, покрытая смешанным лесом равнина с абсолютными отметками +80 - +140 м. Речная сеть представлена многочисленными притоками рек Чижалка и Чузик. Судходна река Чузик до с.Пудино для мелких барж. Вскрытие рек происходит в конце апреля – мае, ледоставом второй половине октября. Болота промерзают к концу января – началу февраля.

## 8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [66].

Согласно статье 168.1 ТК РФ) [67], работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [68].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100% объеме дорогу до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

### 8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика)

При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного

геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более 2/3 разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане

лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

## 8.2 Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм



радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 28 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [50].

Таблица 28– Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные Документы
	Полевой этап	Камеральные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	1. СП 52.13330.2011 [51]; 2. ГОСТ 12.1.003-2014 [52]; 3. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [53]; 4. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [54]; 5. ГОСТ 12.1.030-81 [58]; 6. ГОСТ 12.1.019-2009 [55]; 7. ГОСТ 12.1.038-82 [54]; 8. ГОСТ 12.2.062-81 [57]; 9. ГОСТ 12.2.003-91 [56] 10. 3. СанПиН 2.2.4.548–96 [59].
2. Превышение уровня шума	+	+	
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Вредные производственные факторы – факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

#### *Полевой этап*

##### *1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты

пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, где климат района континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Зимний период продолжается до полугода, с ноября по апрель месяц. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем от минус 19 до минуса 25 °С, опускаясь иногда до минуса 50 °С. Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32°С.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, утепленная шапка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

## *2. Повышенные уровни шума*

При геофизических исследованиях в поисковых скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Основными источниками шума при работе являются: каротажный подъемник, дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [52] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [53]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

Нормирование по *предельному спектру шума* является основным для постоянных шумов. *Предельный спектр шума* – это совокупность нормативных значений звукового

давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 29 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 29 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2015)

Вид трудовой деятельности, рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

*Эквивалентный уровень шума* – основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

- звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [50];
- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (дизельный генератор устанавливают на полимерные подставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилое помещение, т.к. они совмещены в один прицеп).

### *3. Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Для подключения геофизического оборудования к силовой или осветительной сети у скважины должна иметься постоянно установленная штепсельная розетка с заземляющим контактом (в исполнении пригодном для наружной установки). Розетка должна устанавливаться в месте, удобном для подключения к ней геофизического оборудования.

При проведении ГИС в темное время суток рабочие площадки (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна иметь искусственное освещение. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Нормы искусственной освещенности

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Полати, площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой.

#### *Камеральные работы*

##### *1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.*

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [54]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал).

В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относится вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [59].

Таблица 31 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.4.548-96)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	Температура воздуха в помещении	22-24°С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25°С
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 31 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [51]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м<sup>3</sup>, составляет не менее 30 м<sup>3</sup>/чел.\*час.

## 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормы искусственного освещения [61]

Места освещения	Освещенность, Лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10
На стенах	500
На рабочем столе	300

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП 52.13330.2011 [51]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Рекомендуется левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40), которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение [51]. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

#### 8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-2015 [50].

##### *Полевой этап*

##### *1. Поражение электрическим током*

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токоведущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, работа без проверки правильности отключения, отсутствии заземления.

При работе с электрическим оборудованием нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [58], ГОСТ 12.1.019-2009 [55], ГОСТ 12.1.038-82 [60]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- а) обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- б) устройством защитного заземления;
- в) защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- г) применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- д) проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- ж) применением устройством зануления;
- з) применением специальных схем защитного отключения электрооборудования аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- е) организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ.
- к) специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

## *2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования*

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие,

получить травму можно при погрузочно- разгрузочных, монтажнодемонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование (приборы для ГИС, каротажная машина и станция, геофизический кабель) и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [57]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [61]. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

### *Камеральный этап*

#### *1. Поражение электрическим током*

Оборудованием, работающим от сети переменного тока в камеральном помещении, является монитор и системный блок питания.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [60].

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [58], ГОСТ 12.1.019-2009 [55], ГОСТ 12.1.038-82 [59]).

Согласно ПУЭ [61] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность. Камеральные помещения предусматриваются все выше перечисленные условия.



Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов [58].

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения [59].

### 8.3 Экологическая безопасность

При производстве любых геофизических работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении участка работ необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства [62], т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе работ на Герасимовском месторождении может произойти влияние геофизических работ на следующие виды экосистемы:

*Поверхностные воды.* Поверхностные воды могут загрязняться отходами и стоками технологического и хозяйственно-бытового происхождения. Возможно их загрязнение стоками дождевых и талых вод со взвешьями:

- минеральных частиц бурового шлама;
- ГСМ от пролива нефтепродуктов;
- продуктов распада взрывчатых веществ;
- хозяйственных стоков;
- продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного

слоя.

Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, должны быть обвалены грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью должны быть оборудованы канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков рекомендуется оборудовать туалеты и выгребные ямы-накопители.

*Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительное сообщество.*

Может произойти нарушение почвенно-растительного слоя, лесного хозяйства и растительного сообщества при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянок отрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года.

На всех нарушенных землях необходимо произвести рекультивацию. При перевозках буровых агрегатов и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени необходимо использовать просеки и проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

*Атмосфера.* Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO<sub>2</sub>), оксид углерода (СО - угарный газ), диоксид серы (SO<sub>2</sub>), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [65] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м<sup>3</sup>
- оксид углерода: 3 мг/м<sup>3</sup>
- диоксид серы: 0,05 мг/м<sup>3</sup>
- метан: 7000 мг/м<sup>3</sup>

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [63]).

#### 8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противоданной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается.

Скважина должна быть обесточена.

Наиболее вероятной ЧС является *пожар на рабочем месте*, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена пожарная безопасность.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции);
- 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 (нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91) [64].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей.

По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;

- разъяснить подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения;

- при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину) -Ведро пожарное – 1 шт.
- топоры – 1 шт.
- ломы – 2 шт.
- кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

Вывод: в данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников геофизического предприятия.

Проанализировали вредные и опасные производственные факторы, которые могут влиять на работу геофизика. К основным вредным факторам, которые могут влиять на состояние здоровья и работоспособность геофизика, относятся: отклонение показателей микроклимата, повышенный уровень шума, недостаточная освещенность место работы. К основным опасным факторам относятся: электрический ток, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Проанализировав производственные факторы, привели рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снизить уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрены вредоносное влияние геофизической работы на экосистему и рекомендации по его снижению.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К ним относятся незапланированные выбросы углеводородов, которые зачастую сопровождаются пожарами, которые еще более усугубляют положение. В камеральных условиях встречаются в основном пожары, из-за несоблюдения правил противопожарного инструктажа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект выполнен на основании изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Герасимовском месторождении. На основании проведенного анализа построена физико-геологическая модель и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС. Рассмотрена метрологическое обеспечение измерений и предложены специальные центры для проведения калибровка геофизического оборудования.

В специальной части проведен анализ литологии палеозойских отложений на территории Герасимовского месторождения, рассмотрены ГМИС, позволяющие подробно изучить доюрский нефтегазоносный комплекс, а именно выделить пласты коллекторы и оценить их фильтрационно-емкостные свойства.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 556974,94 рублей. Определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

*Опубликованные:*

1. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К., Белова Е.В., Дубатолов В.Н., Изох Н.Г., Клец А.Г., Конторович А.Э., Перегоедов Л.Г., Сенников Н.В., Тимохина И.Г., Хромых В.Г. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск. Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2001. – 163 с.
2. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система / Под ред. Б.Н.Шурыгина. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. – 480 с.
3. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
4. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры ЗападноСибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149с.
5. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск.: Изд-во СО РАН, Филиал "ГЕО", 2002. – 237 с
6. Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработка концепции геологоразведочных работ в зоне деятельности ОАО «Томскнефть» в Томской области: Отчет по договору № ИЦЮ – 0140/2000 от 3.07.2000 г. – Новосибирск, 2001 г. – 365 с.
7. Лобова Г. А. Районирование перспектив нефтегазоносности доюрских резервуаров Нюрольской мегавпадины (по данным палеотемпературного моделирования и бурения) / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунёва, М. С. Кириллина // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329, № 3. – С. 123-133.
8. Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до I млн тонн) и газа ( до 3 млрд м3). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с
9. Решение геологических задач методами ГИС: учеб. пособие / В.Н. Косков. – Пермь: Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 109 с. URL, 17. Дьяконов Д. И., Леонтьев Е. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин: учебное пособие - 2-е изд., перераб. - Москва: Альянс, 2015. – 432 с
10. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.А. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. Издательство "Нефть и газ" - Москва, 1997. – 688 с.

11. Мартынов В. Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лузуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 с
12. Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И., Резванов Р.А. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений. Уч. для вузов. - М.: Недра, 1991
13. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001. – 202 с
14. Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М. Техническое описание, инструкция по эксплуатации. ООО «ГеоПром», 2000 г.
15. ИНСТРУКЦИЯ по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-73П и обработке результатов измерений МИ 41-17-1398-04
16. Померанц Л.И., Чукин В.Т. Аппаратура к оборудованию для геофизических методов исследования скважин. - М.: Недра, 1978-293с.
17. Аппаратура передачи сигналов – команд РЗ И ПА КЕДР-2.0 Руководство по эксплуатации УНЦА.465129.002 РЭ1
18. «Количественная оценка ресурсов углеводородного сырья Томской области, с уточнением ресурсов по лицензионным участкам». Страниц , таблиц 29, рисунков 77, табличных приложений 122, графических приложений 89, библиографических ссылок 73. ИГНГ, 630090 г. Новосибирск, пр. Коптюга, 3. (Росгеолфонд, Томскгеолфонд, Комитет природных ресурсов по Томской области, ТФ ИГНГ СО РАН) N – 44; О – 43, 44, 45; Р – 43, 44, 45.
19. Промысловая геофизика: учеб. пособие / В.Н. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 2008. – 279 с
20. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.В. Климов, А.В. Шостак; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2014. – 220 с.
21. Приборы акустического каротажа аппаратуры "ЛОГИС": научное издание / Ю. К. Ионе // Каротажник. - 2006. - N 12. - С. 147
22. Золоева Г.М., Фарманова Н.В., Царева Н.В., Куликов Б.Н., Силина Л.В. Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики. М., Недра, 1977г. 150с.
23. Пономарева М. В., Тунгышбаева А. Т., Аукешев Б. К. Оценка вторичной пористости карбонатных коллекторов комплексом геофизических методов // Молодой ученый. – 2017. – №9. – С. 194-198.

24. Шершуков И.В. Учет связанности проводящих каналов при обосновании фильтрационных свойств трещиноватых и пористых сред // Эффективные методы прогноза нефтегазоносности природных резервуаров. М.: ВНИГНИ, 1988. - 65-76 с.
25. Определение пористости триасовых карбонатных пород по геофизическим данным: научное издание / Т. Д. Дахкильгов, Ю. О. Гончаров, В. Н. Ишханов // Геол. нефти и газа. - 1987. - N 9. - С. 31-36.
26. И.О. Бурханова, И.Ю. Коробов Выделение коллекторов с разной структурной емкостного пространства в карбонатных аллохтонных отложениях вуктыльского ГКМ по данным ограниченного комплекса ГИС / Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва.
27. Решение геологических задач методами ГИС: учеб. пособие / В.Н. Косков. – Пермь: Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 109 с.
28. Дахнов В. Н. К вопросу определения эффективной пористости карбонатных коллекторов верхнего мела Грозненского нефтепромыслового района. – В кн.: Петрофизика и промысловая геофизика. М., «Недра», 1969, с. 84-93 (МИНХиГП. Труды. Вып. 89).
29. Добрынин В. М. Исследование сжимаемости трещинно-кавернозного коллектора. – В кн.: Сборник материалов научно-технического совета по глубокому бурению, вып. 13. М., «Недра», 1969, с. 107—121 с.
30. Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород-коллекторов нефти и газа. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.
31. TIAB, D., E.C. DONALDSON. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties [Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов]. Translated from English. 2nd ed. Moscow: Premium Inzhiniring, 2011. (Russ.).
32. KOBRAKOVA, V.N. Petrophysics [Петрофизика]: textbook for universities. 2nd ed., revised and updated. Moscow: Nedra, 1986. (Russ.)
33. Жуков В.С., Моторыгин В.В. Влияние межзерновой пористости и трещинной пустотности горных пород на скорость продольной волны// Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2018. No3(35). С. 249-255.
34. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта / М.: Недра, 1982 г. – 311 с.
35. Вилли М.Р.Д. Основы интерпретации данных электрического каротажа. – В кн.: Промысловая геофизика, вып. 3. / М.: Гостоптехиздат, 1960. – 3-94 с.



36. Нечай А.М. Оценка продуктивности и коллекторских свойств трещиноватых карбонатных пород. – В кн.: Прикладная геофизика, вып. 26. /М.: Гостоптехиздат, 1960. – 149-185 с.
37. Заляев Н.З. Усовершенствование комплекса ПГИ карбонатных отложений юго-востока Татарии. автореф. дис. на соиск. степени к.г.-м. н. / М.: МИНХтГП, 1966. – 27 с.
38. Заляев Н. З., Масюков В. В. Оценка нефтеносности карбонатных отложений Припятской впадины по промысловой геофизике. - В мыкн.: Геофизические методы поиска и разведки нефти и газа в Припятской впадине / Минск: «Наука и техника», 1970, с. 80—91 с.
39. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов / М.: Недра, 1976. –295 с.
40. Физика пласта: Учебное пособие/ Авт.-сост. Т. Б. Кочина, В. Н. Спиридонова, Н. Н. Родионцев, И. А. Круглов. – Нижневартовск: Изд. Нижневарт. гос. ун-та, 2017. – с. 22-23.
41. Методическое руководство по применению аппаратуры акустического каротажа АСТ-К-80. – Тверь, ООО «Нефтегазгеофизика», 2011 г. – 33 с
42. FMI. Геология скважины, геомеханика и трехмерное моделирование пласта / Schlumberge, 2008. – 12 с.
43. Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин. – М., Недра, 1975г., 160 с.
44. Сковородников И.Г. Геофизическое исследование скважин. Издание: Уральская государственная горно-геологическая академия, Екатеринбург, 2003 г., 294 с.
45. МИ 41-17-1401-04 Инструкция по проведению плотностного гамма-гамма каротажа аппаратурой серии СГП и обработке результатов измерений.
46. Л.И. Померанц, М.Т. Бондаренко «Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин» - М.: Недра, 1981 г. - 376 с.
47. ПОСН 81-2-49 «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ»
48. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. – СПб.: Издательство «Лань», 2002. – 528 с.
49. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М.: 1992. – 58 с.
50. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.

51. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
52. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.: – 2014. – 27 с.
53. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
54. СанПин 2.2.4/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
55. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.
56. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.
57. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защиты. М.: Стандартформ. – 2006. – 10 с.
58. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
59. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России. 2001. – 20 с.
60. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
61. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
62. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016).
63. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. – 67с.
64. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.
65. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
66. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.
67. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.
68. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.

*Фондовые:*

69. Дела 11, 12, 14,18 скважин Герасимовского месторождения. Филиал ООО «ГеоПрайм» («Томская геофизическая компания»), г. Томск.

*Электронные:*

70. Административная карта Томской области, 1997 г. [Электронный ресурс] – [http://www.etomesto.ru/img\\_map.php?id=1519](http://www.etomesto.ru/img_map.php?id=1519)
71. Гамма-каротаж. Справочник по геологии – geolib.net [интернет-ресурс]. URL: <https://www.geolib.net/gis/gamma-karotazh.html>
72. ПРИБОР КОМПЛЕКСНЫЙ МИКРОКАРОТАЖА КЗА-723 <https://tehnogeo.ru/products/pribor-kompleksnyy-mikrokarotazha-k3a-723>
73. Инклинометр магнитометрический непрерывный ИММН 42-120/60 «ЗТС» <http://vniigis.com/?p=1433&lang=ru>
74. Каротажный зонд трехплечевой каверномер НС-380 <http://geoget.ru/content/view/186/421/>
75. Комплексный прибор по контролю за разработкой КСП-8 <http://oilgis.ru/production/development/ksp8>
76. Уралпромснаб». Геологоразведочное оборудование. Скваженный гамма-дефектомер-толщиномер(СГДТ) <http://geo.upsnab.ru/?siteid=174&groupid=0&itemid=105>
77. Гамма-каротаж. Справочник по геологии – geolib.net [интернет-ресурс]. URL: <https://www.geolib.net/gis/gamma-karotazh.html>
78. Прибор комбинированный радиоактивного каротажа автономный АПРК-НГК. Компания ООО «Нефтегазгеофизика» [интернет-ресурс]. URL: <http://www.karotazh.ru/memorytool/tool/aprkngk>
79. Нейтронный гамма-каротаж. Справочник по геологии – geolib.net [интернет-ресурс]. URL: <https://www.geolib.net/gis/neytronnyy-gamma-karotazh.html>
80. Мусин К. М., Сингатуллина Р. Р., Хусаинов В. М. Комплексный подход к изучению трещиноватости карбонатных коллекторов // Neftegaz.ru. 2013. URL: <http://neftegaz.ru/science/view/898-Kompleksnyj-podhod-k-izucheniyu-treschinovatosti-karbonatnyh-kollektorov>
81. Галиева М.Ф., Крутенко Д.С., Герасимов Е.А., Меренкова А.С., Карбосова З.К. Моделирование глубинного теплового потока Останинской группы месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120 - летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120 - летию со дня рождения

профессора К. В. Радугина. В 2-х томах. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – Т. 1 – С.419-421.