

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 12.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА/ПРОЕКТ

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ТАМРАТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 550.832:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Потуремская Анастасия Викторовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Орехов А. Н.	к. г.-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

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.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Универсальные компетенции	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	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
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
Профессиональные компетенции	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств,
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	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
P11	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

Министерство образования и науки Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов природных ресурсов

Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»

Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Ростовцев В. В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Потуремской Анастасии Викторовне

Тема работы:

Утверждена приказом директора ИШПР (дата, номер)	№ 45-44/С 14.02.2020
--	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:

25.05.2020

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в Томском филиале Федерального бюджетного учреждения «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу» и научной литературы по теме работы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Общие сведения об объекте исследования.2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических работ.4. Основные вопросы проектирования.5. Методические вопросы.6. Специальное исследование.7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.8. Социальная ответственность.

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. Обзорная карта Тамратской площади 3. Стратиграфическая колонка 4. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла Томской области 5. Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты 6. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области 7. Подсчетный план запасов нефти по пласту Ю11-2 и геологический разрез I-I Тамратского месторождения 8. Фрагмент каротажной диаграммы по скважине №1 9. Фрагмент каротажной диаграммы по скважине №2 10. Расположение проектной поисковой скважины №4 на фрагменте структурной карты Тамратского месторождения 11. Проекция проектной скважины №4 на геологическом разрезе I-I 12. Прибор ЭК-1 13. Прибор АИК-5 14. Прибор СПАК-6 15. Схема прибора СРК 16. Блок-схема прибора ИМММ с наземным прибором 17. Прибор МК-УЦ 18. Каротажная станция «КЕДР-02» 19. Прибор PS-Platform 20. Состав системы PS Platform 21. Пример интерпретации 22. Доля экономических районов России в добыче нефти
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По менеджменту	Доцент Якимова Т.Б.
По социальной ответственности	Ст. преподаватель Гуляев М.В.

Срок сдачи студентом выполненной работы	25.05.2020
---	------------

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	14.02.2020
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орехов А. Н.	К. Г.-М. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Потуремская Анастасия Викторовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 99 страниц, 22 рисунка, 37 таблиц, 21 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, нефтегазоносный комплекс, Тамратское месторождение, Томская область.

Объектом исследования является проектная поисковая скважина № 4 глубиной 2790 м, заложенная в куполе Тамратского месторождения.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважины №4 для оценки нефтегазоносности разрезов Тамратского месторождения (Томская область).

Задачей данной работы является обоснование комплекса геофизических методов исследований скважин для решения поставленных геологических задач.

На основе поставленных геофизических задач и анализе ранее выполненных геолого-геофизических исследований создана проектная поисковая скважина, построена физико-геологической модель объекта исследования, выбран комплекс геофизических методов и приведено его обоснование. Рассмотрена методика проектируемых работ, приведена краткая характеристика выбранной аппаратуры, с помощью которой будет проводиться комплекс геофизических работ. Также приведена интерпретация геофизических данных.

Самостоятельное исследование посвящено новому прибору PS Platform, описано сочетание надежности с новыми технологиями датчиков в объединенной системе и его техническая характеристика. Приведен пример его применения и сбора данных.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, определены их возможные альтернативы, составлен SWOT-анализ. Выполнено планирование научно-исследовательской работы и определены ресурсные, финансовые, бюджетные, социальные и экономические эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлено обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия, выявлены источники загрязнения окружающей среды и показаны средства ее защиты. Рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на рабочем месте.

ESSAY

The final qualifying work includes 99 pages, 22 figures, 37 tables, 21 sources.

Keywords: complex of geophysical research, oil and gas complex, Tamratskoye field, Tomsk region.

The object of research is the project prospecting well No. 4 with a depth of 2790 m, laid in the dome of the Tamratskoye field.

Objective: design of a complex of geophysical studies in the open well bore No. 4 to assess the oil and gas content of sections of the Tamratskoye field (Tomsk region).

The purpose of this work is to substantiate a set of geophysical methods of well research to solve the set geological problems.

Based on the set geophysical tasks and the analysis of previously performed geological and geophysical studies, a design search well was created, a physical and geological model of the object of research was constructed, a set of geophysical methods was selected and its justification was given. The method of the designed works is considered, a brief description of the selected equipment, which will be used for a complex of geophysical works, is given. The interpretation of geophysical data is also provided.

An independent study is devoted to the new PS Platform device, describes the combination of reliability with new sensor technologies in the combined system and its technical characteristics. An example of its application and data collection is given.

In the section "Financial management, resource efficiency and resource saving", an assessment of the commercial potential and prospects of scientific research was conducted, possible alternatives were identified, and a SWOT analysis was compiled. The research work was planned and the resource, financial, budgetary, social and economic efficiency of the research was determined.

The section "Social responsibility" analyzes dangerous and harmful industrial factors, provides justification for measures to reduce their impact, identifies sources of environmental pollution and shows the means of its protection. The most probable emergencies at the workplace are considered.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НГО – нефтегазоносная область;

с/п – сейсмическая партия;

к.п. – куполовидное поднятие;

УВ – углеводороды;

НГР – нефтегазоносный район;

ГИС – геофизическое исследование скважин;

ВНК – водонефтяной контакт;

ЗМС – зона малых скоростей;

ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;

КМПВ – корреляционный метод преломления волн;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

МОВ – метод отражающей волны;

ГСЗ – глубинное сейсмическое зондирование;

СК – сейсмический каротаж;

АК – акустический каротаж;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГВК – газовойдяной контакт.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	11
1.1 Географо-экономический очерк района работ	11
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	14
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ ..	18
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	18
2.2 Тектоника.....	23
2.3 Нефтегазоносность	26
2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтеносных комплексов.....	30
2.5 Сейсмогеологическая характеристика	31
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	34
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	40
4.1 Задачи геофизического исследования	40
4.2 Обоснование объекта исследований	40
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования	41
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	44
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	47
5.1 Методика проектных геофизических работ	47
5.2 Интерпретация геофизических данных	55
6 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	59
6.1 PS Platform	59
6.2 Сочетание надежности с новыми технологиями датчиков в объединенной системе.	61
6.3 Сбор данных	61
6.4 Пример применения	63
6.5 Техническая характеристика прибора PS Platform.....	66
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	68
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	68
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	68
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений	69
7.1.3 SWOT – анализ.....	71

7.2	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	73
7.3	Планирование научно-исследовательских работ	74
7.3.1	Структура работ в рамках научного исследования.....	74
7.3.2	Определение трудоемкости выполнения работ	75
7.3.3	Разработка графика проведения научного исследования.....	75
7.4	Бюджет научно-технического исследования.....	79
7.4.1	Расчет материальных затрат	79
7.4.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	79
7.4.3	Основная заработная плата исполнителей темы.....	80
7.4.4	Дополнительная заработная плата исполнителя темы	81
7.4.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	81
7.4.6	Накладные расходы.....	82
7.4.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	82
7.5	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	82
8.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
8.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	88
8.1.2	Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны.	89
8.2	Производственная безопасность	89
8.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их уровней воздействия на работника.....	90
8.3	Экологическая безопасность.....	94
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	98

ВВЕДЕНИЕ

Район исследования данной работы является Тамратское месторождение, которое расположено в пределах Верхне-Нюрольского-1 лицензионного участка (85-1) на территории Парабельского района Томской области. По материалам результатов испытания и материалам ГИС на территории было пробурено 3 скважины: №1 – параметрическая и №2 и №3 – поисковые скважины. Промышленный приток нефти дали скважины №1 и №3.

Основной целью данной выпускной квалификационной работы является выбор комплекса геофизических методов исследований скважин для изучения фильтрационно-емкостных свойств на Тамратском месторождении.

Основными задачами работы является создание проектной поисковой скважины, выполнение анализа ранее проведенных геофизических исследований, построение физико-геологической модели объекта исследования, а также выбор комплекса геофизических методов и его обоснование.

В специальной части рассматривается новый прибор PS Platform, в том числе сочетание надежности с новыми технологиями датчиков в объединенной системе и его техническая характеристика.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» основными задачами являются оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, определение их возможных альтернатив, планирование научно-исследовательской работы и определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо провести анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия, выявить источники загрязнения окружающей среды и средства ее защиты, так же рассмотреть наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на рабочем месте.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В административном отношении Тамратское месторождение расположено в пределах Верхне-Нюрольского-1 лицензионного участка (85-1) на территории Парабельского района Томской области (Рис. 1.1).

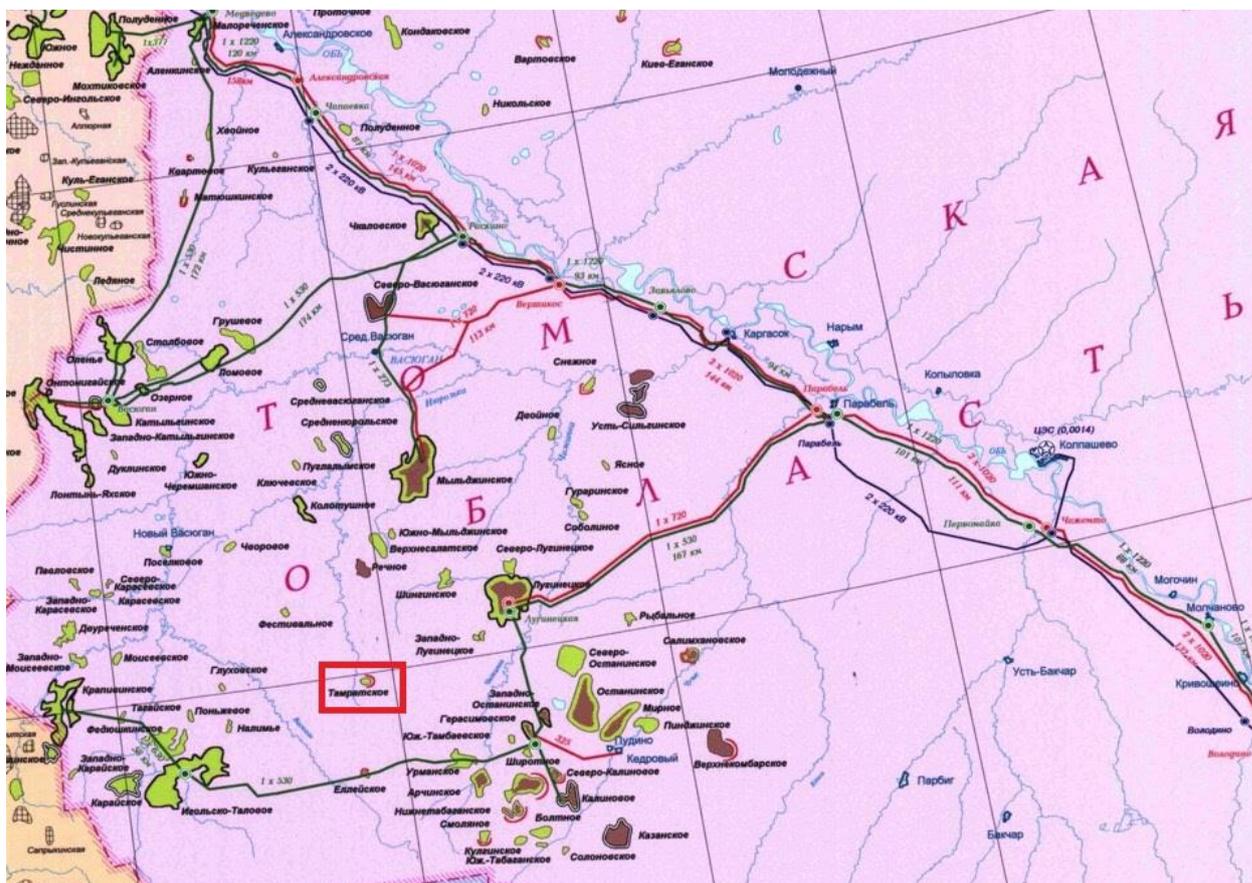


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ: красным цветом выделен участок работ

В географическом отношении район работ расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины на левобережье среднего течения реки Обь.

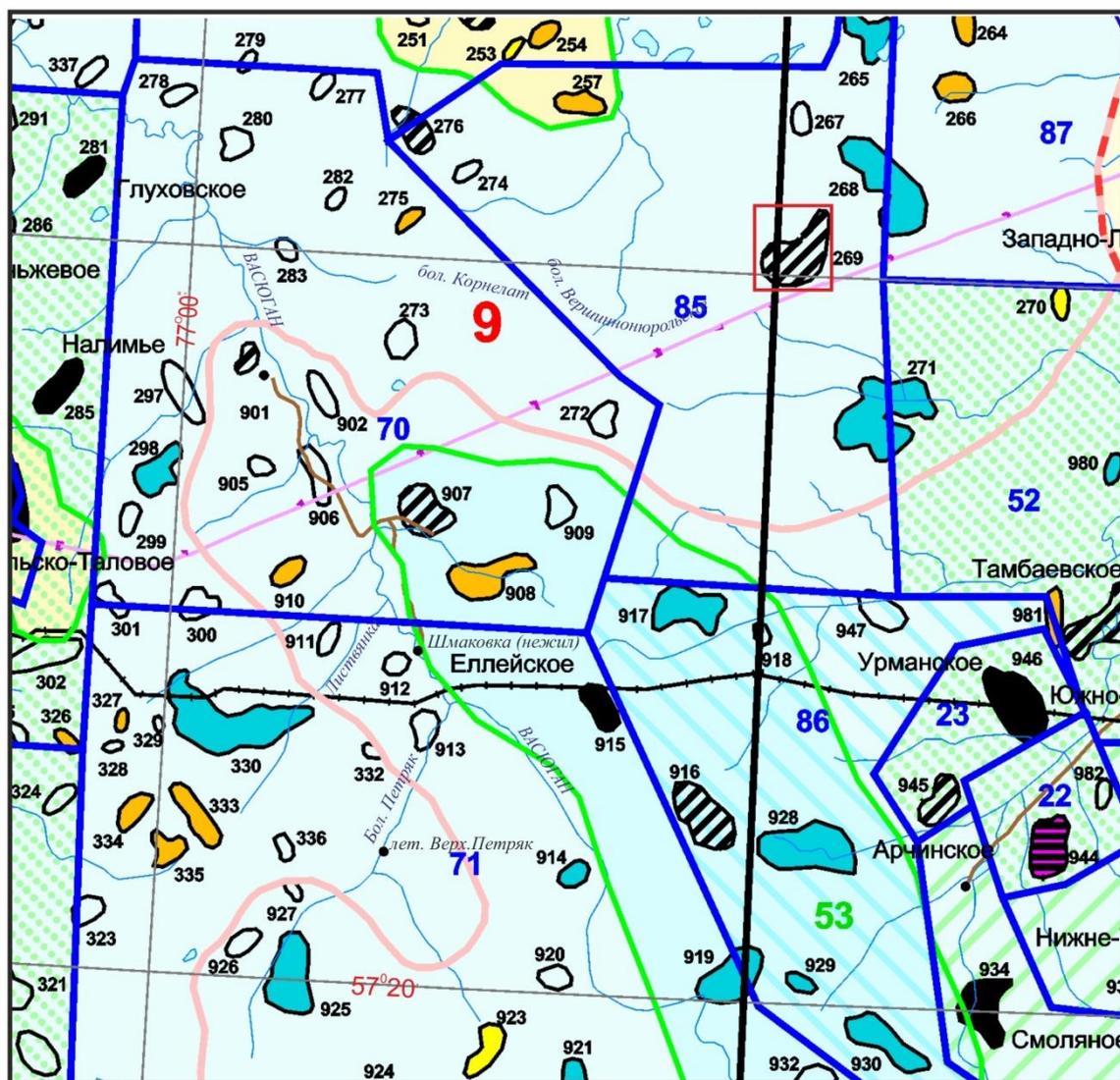
Рельеф местности – сглаженная, слаборасчлененная равнина. Абсолютные высотные отметки колеблются от +40 до +140 м. Характерными чертами природных условий являются заболоченность и залесенность местности. Соотношение площади леса к площади болот 1:2. Лес представлен хвойными и лиственными породами деревьев. Климат – континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Наибольшее количество осадкой выпадает в осенне-зимний период. Мощность снегового покрова достигает 1-1,5 м.

Гидрографическая сеть представлена реками Обь, Васюган, Парабель с многочисленными притоками и большим количеством озер. Уровень грунтовых вод по данным бурения взрывных скважин находится на глубине от 2 до 2,5 м. в зависимости от рельефа местности. На отдельных участках встречается напорный пливун, препятствующий погружению заряда на необходимую глубину, [3].

Районный центр – село Парабель. Село расположено в месте впадения реки Парабель в Обь, в 429 км от Томска. Сегодня в Парабели 46 улиц и 12 переулков, их общая протяженность около 40 километров. На территории села находится средняя школа, гимназия, 3 детских сада, приют, музыкальная школа, районный дом культуры, районная больница. В состав Парабельского района входит 5 сельских поселений: с. Парабель, с. Новосельцево, с. Заводское, с. Нарым, с. Старица.

На территории месторождения населенные пункты отсутствуют. Сообщение осуществляется воздушным транспортом, зимой – по зимнику, дорожная сеть отсутствует, так как район сильно заболочен. Электроснабжение осуществляется от дизельных электростанций.

Масштаб 1 : 750 000



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 1.2 – Обзорная карта Тамратской площади (Выкопировка из обзорной карты недропользования на нефть и газ Томской области), [1]

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Географо-геофизические исследования на территории Томской области начаты в конце 40-х и начало 50-х годов. Первые работы носили региональный характер и заключались в планомерном проведении аэромагнитной и гравиметрической съемок, маршрутных сейсмических исследований. Результаты этих работ в комплексе с данными опорного и параметрического глубокого бурения дали общее представление о геологическом строении области.

В последующие годы с целью детального изучения тектоники региона, для решения конкретных задач нефтепоисковой геологии более широкое распространение получили методы сейсморазведки: МОВ, КМПВ, ГСЗ, МОГТ. В комплексе с наземными работами выполнялись сейсмические исследования глубоких скважин.

С 1954 года на территории области прокарировано 246 скважин. С 1968 года в ТГТ внедрен метод ВСП, с помощью которого исследовано 149 скважин. Получены обширные сведения о скоростях распространения упругих волн в отложения осадочного чехла и доюрского фундамента, о составе волнового поля для разреза этих отложений на территории Томской области.

С целью изучения анизотропии средних скоростей в 1980 году было проведено азимутальное ВСП. По программе, предложенной СНИИГГиМСом, в 1980-1981 гг. были проведены исследования методики изучения внутреннего тектонического строения сложно построенных сред.

В 1980-1981 г. Сейсмокаротажной партией проведены работы методом глубинного сейсмоторпедирования (ГСТ) для изучения отражающих свойств разреза палеозойских пород, [2].

В тектоническом отношении месторождение Тамратское приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему восточный борт Нюрольской впадины. По нефтегазогеологическому районированию относится к Нюрольскому нефтегазоносному району Каймысовской НГО.

Лицензия на геологическое изучение для целей поисков и оценки месторождений углеводородного сырья ТОМ 11403 НП выдана ООО «Альянснефтегаз» 29.01.2003 г.

Тамратское локальное поднятие выявлено и подготовлено к бурению сейсморазведочными работами МОГТ в 1978 году (с/п 7/77-78 Г.И. Берлин), а в 1985 году переподготовлено детальными сейсмороботами МОГТ (с/п 6/84-85 Г.А. Лахно). В период 1987-1988 годы в пределах поднятия было пробурено две скважины: №1 – параметрическая и №2 – поисковая. По результатам бурения скважины №1 был получен промышленный приток нефти из пласта Ю₁¹⁻² васюганской свиты верхней юры.

После получения лицензии на право пользования недрами недропользователем были продолжены геологоразведочные работы на площади. В 2006-2007 годах была проведена переобработка ранее выполненных сейсморазведочных работ с использованием современных методов с учётом результатов бурения. В 2007 году в южном направлении от первоочередной скважины была пробурена поисковая скважина №3, подтвердившая ранее полученный промышленный приток нефти из отложений пласта Ю₁¹⁻² васюганской свиты верхней юры, [1].

Таким образом, территория Тамратского месторождения была хорошо исследована методами сейсморазведки: МОВ, КМПВ, ГСЗ, МОГТ. Геолого-геофизическое изучение района проводилось аэромагнитной, геологической и гравиметрической съёмками достаточно давно. В результате глубокого бурения было пробурено всего 3 скважины. Полученные результаты ранее проведённых работ периода 2006-2007 гг. дали основание провести оценку запасов нефти Тамратского месторождения с постановкой их на баланс. Для увеличения инвестиционной привлекательности объекта требуется доразведка месторождения, поскольку данные по изученности территории являются устаревшими. На первом этапе предусматривается бурение поисково-оценочной скважины.

Подробнее проиллюстрируем геолого-геофизическую изученность в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая изученность района

№ п/п	Организация, год проведения работ	Вид работ, масштаб, исполнители	Краткие результаты работ
1	ЗСГУ, 1947-1952	Геологическая съёмка, 1: 1000000	Установлено повсеместное распространение антропогенных отложений, по руслам некоторых рек – неогеновых.
2	Васюганская аэромагнитная партия, 1952-1956	Аэромагнитная съёмка, 1: 1000000, 1: 200000	Получены первые представления о строении фундамента. Составлена структурно-тектоническая карта строения доюрского фундамента.
3	Партия ККГЭ и СОКГЭ, 1954-1961	Гравиметрическая съёмка, 1: 1000000	Установлена связь крупных гравиметрических аномалий с внутренним строением фундамента.
4	СОКГЭ с/п 22/65-66	МОВ 1: 100000	Изучено геологическое строение Лавровского наклонного вала и прилегающих районов Нюрольской впадины. Выявлены Чагвинское, Еллейское, Водораздельное, Лосинское с поднятием.
5	Берлин Г.И., с/п 13/64-65	МОВ 1: 100000	Изучено геологическое строение Нюрольской впадины. Выявлены и подготовлены ряд структур в восточной части Нюрольской впадины. Выявлено среднее локальное поднятие.

Продолжение таблицы 1.1

6	Мамед-Заде Р.Р., 1967 г. НТГУ, СоКГЭ, с/п 9/67-68	МОВ 1: 100000	Получены данные о геологическом строении Северной части Нюрольской впадины, северном склоне Средневасюганского мегавала, подготовлены под глубокое бурение Фестивальное и Ай-Кагальское локальные поднятия; выявлены Южно-Черемшанское, Северо-Фестивальное и Елле-Кагальское поднятие.
7	Другова А.Ф., 1970 г. ТГУ, ТГТ, с/п 24/69-70	МОВ 1: 100000	Уточнено тектоническое строение зоны сочления Нюрольской впадины с юго-западным склоном Средневасюганского мегавала и Водораздельного к.п.; детализированы структурными построениями Ай-Кагальская, Водораздельная, Елле-Кагальская и другие структуры; выявлено Южно-Фестивальное локальное поднятие.
8	Рубинштейн В. И. 1972-1973 г.	МОВ 1: 100000	Уточнено строение, изучена история геологического развития Нюрольской впадины. Выявлены и подготовлены к глубокому бурению Ньюльгинское, Квензерское локальные поднятия.
9	Карапузов Н.И. ТГУ, ТГТ, с/п 1, 3/76-77. 1977 г.	Сейсморазведка МОГТ, площадные работы, 1: 10000	Изучена поверхность доюрских образований на Ньюльгинской, Чагвинской и, частично, на Еллей-Игайской площадях. Детализировано и переподготовлено Ньюльгинское локальное поднятие.
10	Берлин Г.И., ТГУ, ТГТ, с/п 4,5,7,9/77- 78. 1979 г.	Сейсморазведка МОГТ, площадные работы, 1: 10000	Детализирована и подготовлена разведке глубоким бурением Южно-Фестивальная, Глуховская структуры, выявлено Тамратское и частично изучено Елле-Кагальское локальное поднятие.
11	Томская ГРЭ Западная партия 1986-1992 г.	Геологическая съемка, 2: 00000 Сильвестров В. М.	Выполнена групповая геологическая съемка с применением аэро- и космофотоматериалов. Составлен стандартный комплект карт.
12	Берлин Г.И., ТГТ ОМП 12/94-96 и 12/96-97 1994-1997 г.	Опытно-метод. работы, обобщ. 1: 50000, 1: 100000 Берлин Г.И.	Построены сводные структурные карты по опорным сейсмическим горизонтам Для Нюрольской впадины, Каймысовского свода и прилегающим к нему землям.
13	ТГТ с/п 6/84-86 Лахно Г. А.	Поисковые и региональные работы МОГТ 1: 100000	Уточнено строение чехла и доюрского Фундамент западной и центральной частях Нюрольской впадине. Выявлены зоны распространения песчаных тел по комплексам юрских отложений. Выявлены и подготовлены к глубокому бурению Тамратская и Южно-Тамратская структуры. Уточнено строение Квензерского поднятия

Окончание таблицы 1.1

14	1,3/91-92 (Мельников В. П.)	Площадные работы МОГТ, КМПВ, высокоточная магнитная съемка 1: 100000, 1: 50000	Проведены работы в пределах осевой части Лавровского н.в. и его восточного склона. Уточнены структурные планы исследуемого района, составлена схема блокового строения изученной части Лавровского н.в. Выделены три нефтегазоперспективных объекта в НГГЗК: Восточно-Еллейский блок, Западно-Еллейский блок, Южно-Лосинская площадь. Составлена схема блокового строения Лавровского наклонного вала.
15	Imprial Energy Джеймс Моффатт 2006-2007 г.	Переинтерпретация ранее выполненных сейсморазведочных работ на территории 85 лицензионного участка	Проведена переинтерпретация ранее выполненных сейсморазведочных работ на территории Верхнеуральского лицензионного участка, получены новые структурные построения по основным отражающим горизонтам. Подготовлены материалы по заложению поисковых скважин на структурах: Тамратской, Ньюльгинской и др.
16	ООО «Альянснефтегаз» 2007 г.	Поисковое бурение	Продолжены геологоразведочные работы на площади. Была проведена переобработка ранее выполненных сейсморазведочных работ с использованием современных методов с учётом результатов бурения. В южном направлении от первоочередной скважины была пробурена поисковая скважина №3.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении разреза месторождения принимают участие доюрский, в различной степени дислоцированный комплекс, и отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, несогласно перекрывающие доюрские отложения.

Доюрские отложения

Доюрские отложения представлены серыми, розовато-серыми кварцевыми порфирами, фельзитами, фельзит-порфирами, кератофирами, а также туфами и туфоконгломератами и охарактеризованы липаритовой формацией в виде полей покровного типа и вулканических построек. Породы интенсивно изменены гидротермальными процессами. К кровле доюрских образований приурочен отражающий горизонт Φ_2 .

Мезозойско-кайнозойский платформенный комплекс

Юрская система J

Отложения юры с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают доюрские образования и представлены урманской, тогурской, пешковской, тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свитами.

Нижний отдел

Урманская свита (J_{3ur}) делится на три подсвиты: нижнюю, соответствующую группе песчаных пластов Ю₁₇, среднюю – средней глинистой пачке и верхнюю – группе песчаных пластов Ю₁₆.

Отложения нижней подсвиты представлены разнозернистыми полимиктовыми песчаниками, алевролитами с пропластками аргиллитов, у выступов фундамента – гравелитами. Средняя подсвита сложена аргиллитами темно-серого цвета с пропластками алевролитов, песчаников, углей. Отложения верхней подсвиты сложены песчаниками серыми с прослоями алевролитов с редкими филоподами.

Тогурская свита (J_{3tg}) сложена темно-серыми, черными глинами и аргиллитами, нередко битуминозными, с линзами и прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. Тогурские аргиллиты являются надёжным экраном для потенциальных залежей в отложениях урманской свиты.

Нижний - средний отдел

Пешковская свита (J_{3-2psh}) представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями глин и пластом У₁₄ близ кровли. В верхах

(помимо угольного пласта $У_{14}$) локально прослеживаются 1-2 маломощных углистых прослоя либо маломощные линзы углей. Залегающая под ними песчано-алевритовая толща соответствует группе пластов $Ю_{15}$.

Средний отдел

Тюменская свита (J_{2tm}) представлена переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. По особенностям литологического состава свита разделяется на три подсвиты: нижнюю - существенно песчаную, среднюю - переслаивание аргиллитов, алевролитов и прослоев песчаника, с преобладанием первых и верхнюю - чередование алевролитов и песчаников с подчинёнными пропластками аргиллитов. Для всей толщи характерно присутствие пластов углей различной мощности ($У_{2-13}$). К отложению тюменской свиты приурочены пласты $Ю_2$ - $Ю_{14}$.

Верхний-средний отдел - $J_{2.3}$

Васюганская свита ($J_{2.3vs}$) по литологической характеристике подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита сложена аргиллитами, несколько опесчаненными в верхней части.

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с пластами угля. Отложения подсвиты слагают горизонт $Ю_1$. Согласно существующему расчленению, горизонт $Ю_1$ разделяется повсеместно выдержанным реперным пластом $У_1$ на две толщи. Нижняя, подугольная толща включает пласты $Ю_1^4$ и $Ю_1^3$, участками генетически объединённые в единый пласт $Ю_1^{3-4}$. Верхняя часть - надугольная толща, объединяющая по «Схеме индексации» пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$, наиболее выдержана по степени распространения песчаных пластов. Песчаники, их слагающие, серые и тёмно-серые, разномерные, крепкие, средней крепости и степени цементации, иногда известковистые.

Верхний отдел

Георгиевская свита (J_{3gr}) сложена темно-серыми, почти чёрными аргиллитами, редко загрязнёнными песчано-алевритовым материалом, иногда с обильной морской палеофауной. Совместно с аргиллитами баженовской свиты отложения свиты являются надёжной покрывкой для всевозможных форм ловушек УВ.

Баженовская свита (J_3-K_1bg) представлена коричнево-тёмно-серыми битуминозными аргиллитами, участками плитчатыми или карбонатизированными. Аргиллиты характеризуются повышенной радиоактивностью. Аргиллиты баженовской свиты являются уверенным регионально прослеживаемым по территории Западной

Сибири литологическим и геофизическим репером. К подошве баженовской свиты приурочен регионально распространённый отражающий сейсмический горизонт II^a.

Меловая система - К

Меловые отложения согласно перекрывают юрский комплекс и в разрезе района работ делятся на два отдела: нижний и верхний.

Нижний отдел

Куломзинская свита (K_1klm) представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми с линзами ачимовских песчаников и битуминозных прослоев в нижней части, прослоями серых песчаников в верхней. Пласты Б₁₃₋₂₀ приурочены к отложениям данной свиты.

Тарская свита (K_1tr) сложена в основном песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые, зеленовато-серые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, иногда разнозернистые, участками - крепкие, известковистые, слабо слюдястые, иногда глинисто-алевритистые. Пласты Б₇₋₁₂ приурочены к отложениям свиты.

Киялинская свита (K_1kl) сложена пестроцветными и красноцветными породами, представленными неравномерным переслаиванием песчаников зеленовато-серых, пятнистых, мелкозернистых, с тонкими прослойками глин и алевролитов часто известковистых; алевролитов зеленовато-серых, пятнистых, неоднородных, часто глинистых или слабо известковистых и глина красновато-коричневых, зеленовато-серых, иногда пятнистых, участками мергелистых или алевритистых с глинистой и глинисто-известковистой галькой. В свите выделяются пласты группы А и Б₁₋₆.

Нижний-верхний отдел

Покурская свита ($K_{1-2}pk$) представлена неравномерным чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников. Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, глинистые, слабосцементированные. Пески серые, мелкозернистые, слюдястые. Песчаники в разрезе преобладают и имеют индексацию от ПК₁ до ПК₁₉, Глины серые, тёмно-серые алевритистые, комковатые с включением детрита. К низам свиты, приурочен отражающий сейсмический горизонт III.

Верхний отдел

Кузнецовская свита (K_2kz) является региональным реперным горизонтом и сложена глинами тёмно-серыми, с ходами илоедов, плотными, содержащими богатую фауну и гнёзда глауконитов.

Ипатовская свита (K_2ip) представлена чередованием алевролитов серых, плотных; песков серых, ожелезненных, мелкозернистых и глин тёмно-серых, плотных,

песчанистых, склонных к набуханию и обвалам. В кровле свиты прослеживается сейсмический горизонт IV.

Славгородская свита (K_2sl) сложена глинами тёмно-серыми с зеленоватым оттенком опоковидными склонными к обвалам с редкими прослоями зеленовато-серых глауконитовых песков.

Ганькинская свита (K_2gn) представлена глинами серыми, тёмно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми, участками известковистыми, с остатками раковин.

Кайназой

Палеоген - P

Палеогеновые отложения представлены в объёме талицкой, люлинворской, тавдинской и черталинской свит. Они несогласно залегают на отложениях мезозойского возраста.

Талицкая свита (P_{1tl}) сложена темно-серыми алевролитистыми и аргиллитоподобными глинами с буроватым оттенком, с мелкими линзами алевролитов и кварцево-глауконитовых песчаников.

Люлинворская свита (P_{1ll}) представлена зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными глинами, местами переходящими в опоки, жирные на ощупь, с прослоями диатомитов и алевролитов.

Тавдинская свита (P_{iv}) сложена глинами зеленовато-серыми и серовато-зелеными, сверху листоватыми и алевролитистыми, с прослоями алевролитов.

Черталинская свита (P_{3chr}) представлена глинами, алевролитами, песками коричневыми с прослоями и линзами бурых углей.

Четвертичные отложения Q представлены песками темно-серыми, серыми, мелко-среднезернистыми, реже – более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками и глинами буровато-серыми, алевролитистыми, с пропластками лигнита.

Сратиграфическая колонка представлена на рисунке 2.1, [1].

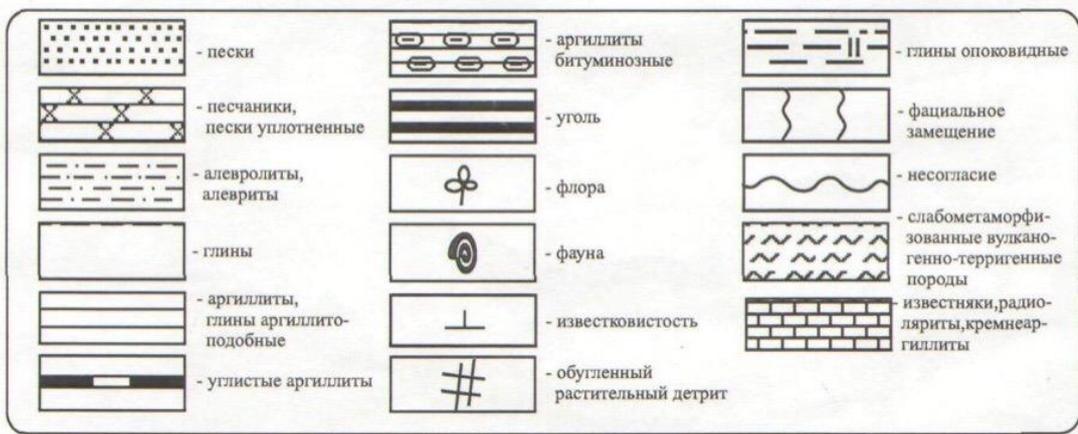
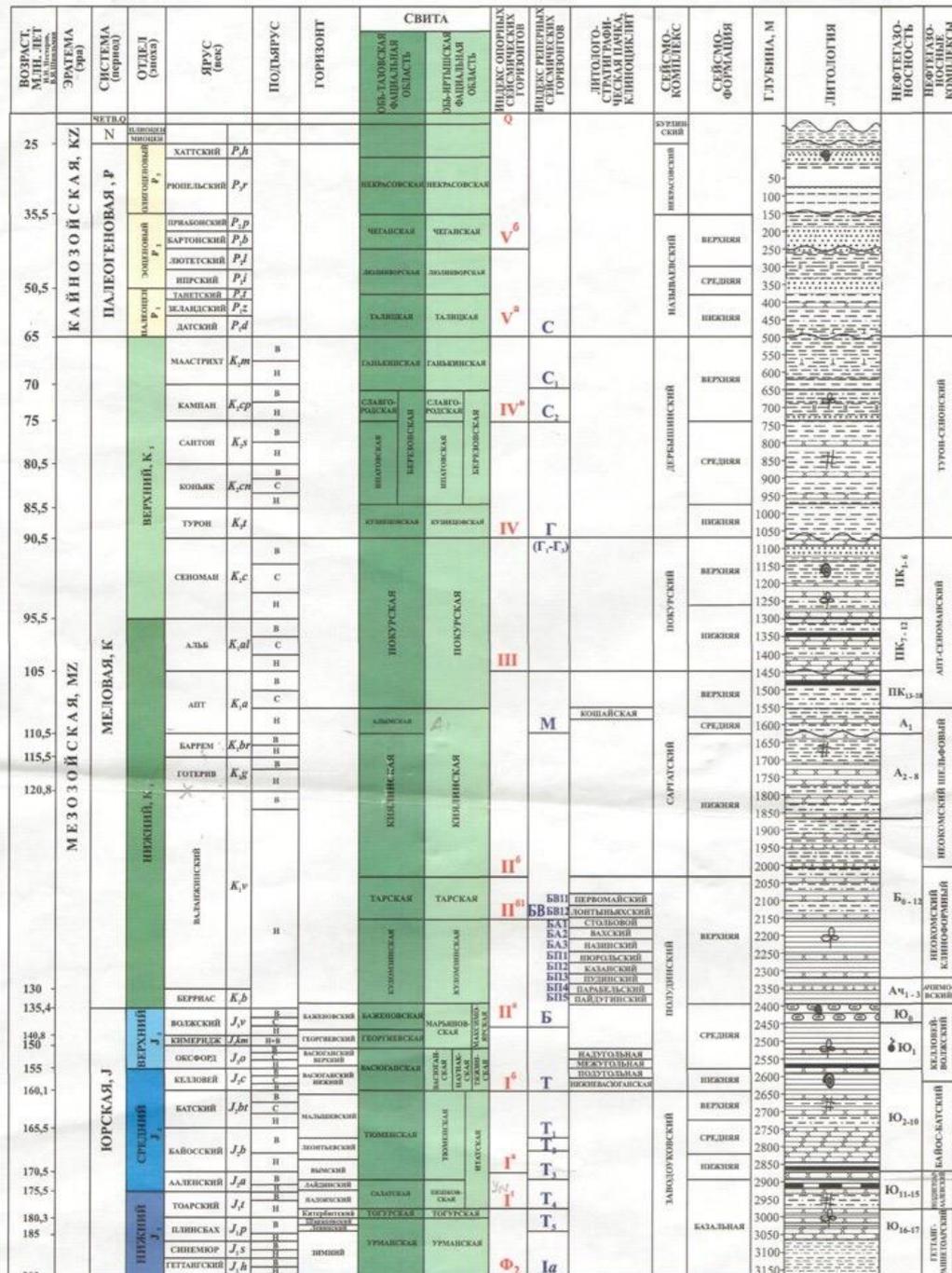


Рисунок 2.1 – Стратиграфическая колонка

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении Тамратское месторождение приурочено к одноимённой площади, расположенной на восточном борту Нюрольской впадины в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, имеющей сложное геологическое строение. В её разрезе выделяется два структурных этажа: доюрский фундамент и платформенный мезо-кайнозойскими чехол (Рис. 2.2).



Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла Томской области (А. Э. Конторович, 1998 г.): красным цветом выделен участок работ. Условные обозначения: Список структур I порядка: IV- Каймысовский свод; V - Александровский свод; X – Владимирский мегавыступ; XI – Межовский мегавыступ; XVII - Нюрольская мегавпадина; Список структур II порядка (Томская область) XVII – Белоноговское мезоподнятие; XXII – Центральнюрольская мезовпадина; Список структур III порядка: 14 – Кулан-Игайская впадина; 15 – Фестивальный вал; 18 – Тамянский прогиб; 19 – Тамрадская впадина; 22 – Лавровский вал; 33 – Лугинское к.п.; 34 – Юбилейное к.п..

По «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» (Сурков В.С., Жеро О.Г. и др., 1981 г.) (Рис. 2.3) оно расположено в Центральной-Западной-Сибирской складчатой системе в пределах Нюрольского гипсометрически опущенного блока Межовского срединного массива. Массив состоит из складчатого основания байкальского возраста и перекрывающих его чехольного типа формаций нижнего и среднего палеозоя. Формация чехла представлены терригенными, карбонатными и терригенно-карбонатными толщами до 3 км и более. Формирование Нюрольской впадины связано с наложением раннемезозойских грабен-рифтов (Колтогорско-Уренгойский, Усть-Тымский). Рельеф

поверхности палеозойских отложений Нюрольского бассейна характеризуется резкими перепадами глубин от первых десятков до сотен метров. В ряде мест формации срединного массива перекрыты терригенными образованиями, вероятно, верхнего палеозоя и триаса. Эти толщи частично нивелируют неровности рельефа, их распространение полностью ограничено рельефообразующими факторами.

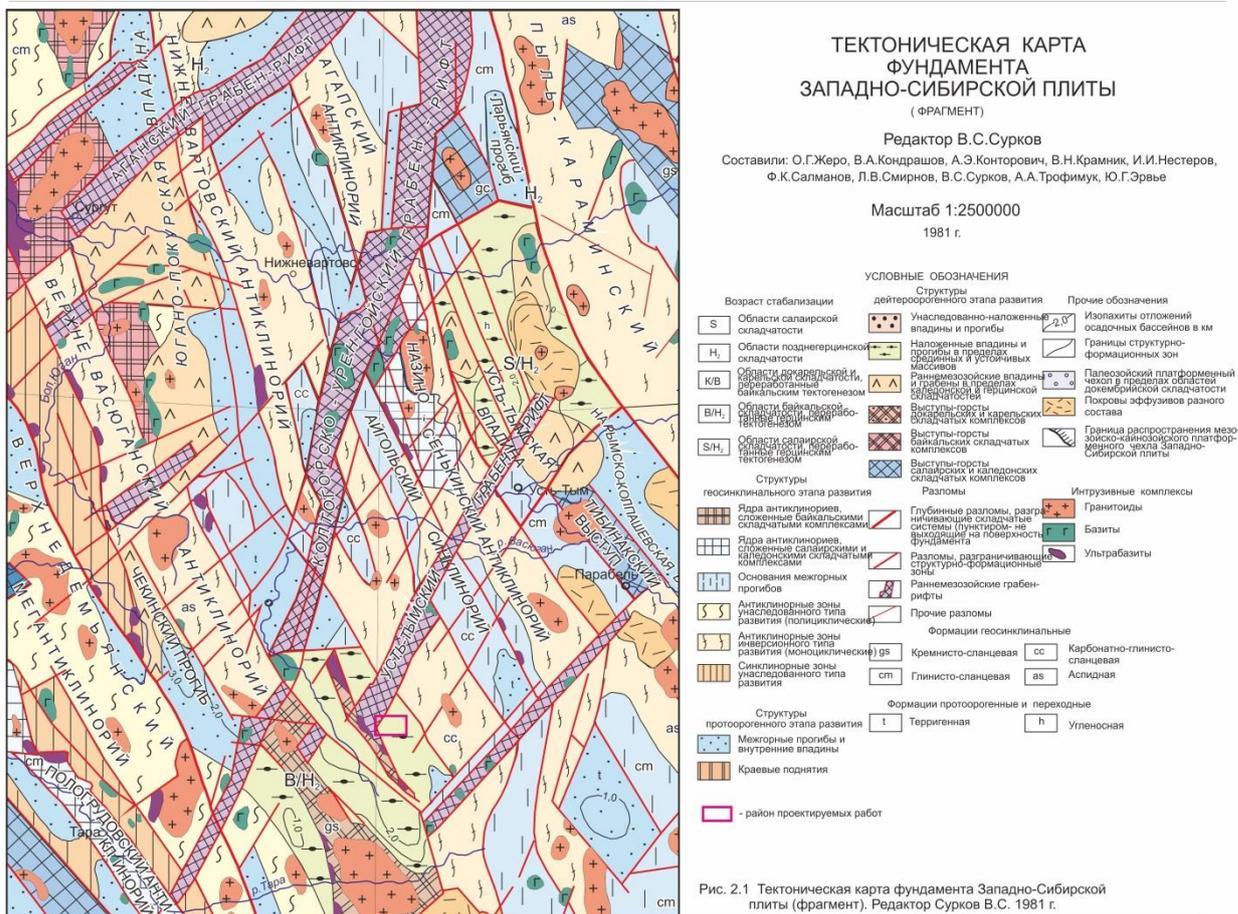


Рисунок 2.3 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты, [1]

Согласно карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, представленной на «Фрагменте тектонической карты мезо-кайнозойского чехла Томской области», (Старосельцева В. С., 1995 г.) (Рис. 2.4), Тамратское месторождение находится в пределах восточной части Нюрольской впадины – крупной отрицательной структуры первого порядка.

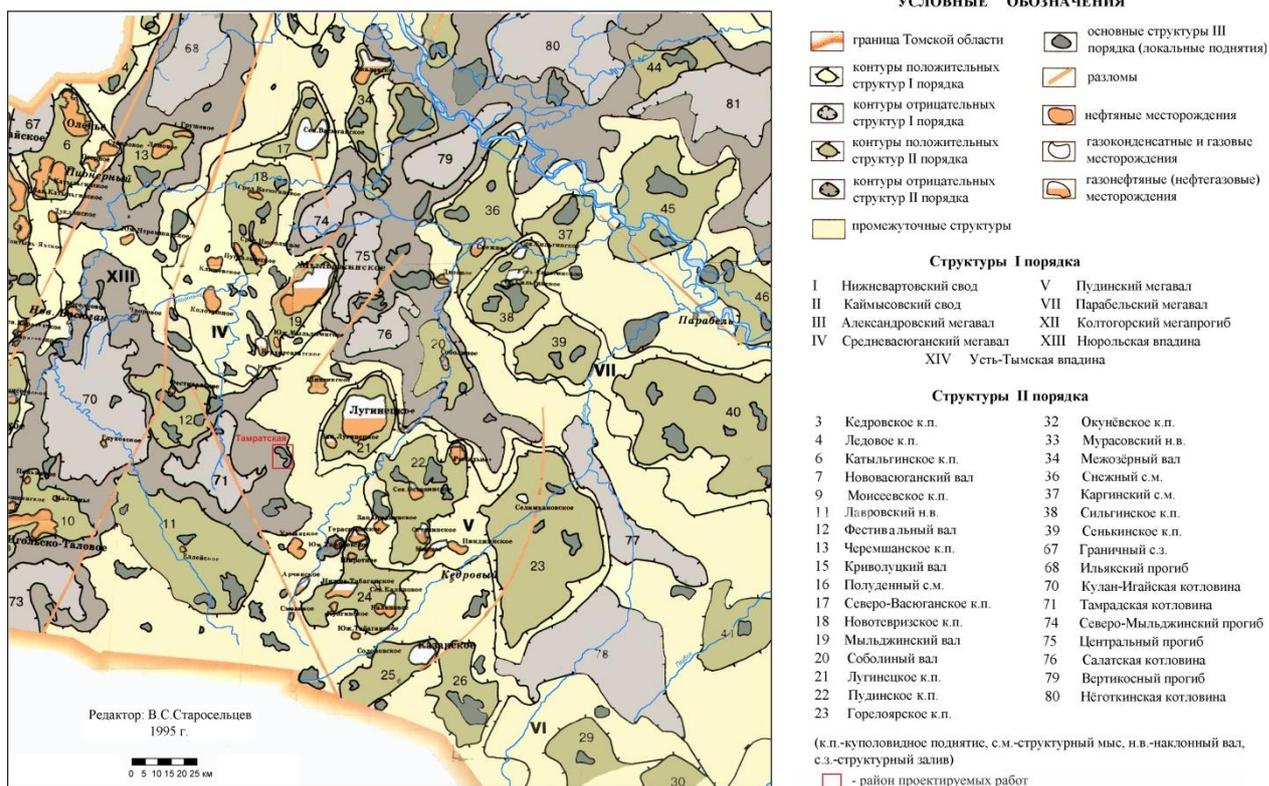


Рисунок 2.4 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области, [1]

Тамратская площадь приурочена к одноимённому локальному поднятию, выявленному и подготовленному по результатам сейсморазведочных работ МОГТ в 1978 году.

В 1985 году на площади проведены более детальные сейсморазведочные работы МОГТ (с-п 6/84-85г, Г.А. Лахно), в результате которых были уточнены структурные планы по основным отражающим горизонтам Φ_2 , Ia, IIa.

В 2006-2007 годах с применением современных обрабатывающих систем и данных бурения в пределах площади была проведена переобработка материалов сейсморазведки прошлых лет, позволившая уточнить структурный план месторождения (компания Imperial Energy, Джеймс Моффатт).

По результатам переобработки Тамратская структура по отражающему горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований) представляет собой изометрическую складку неправильной формы северо-восточного простирания с пологим северным крылом и более крутым южным. Северо-западный склон вытянут и осложнён структурными элементами типа «заливов». Поднятие оконтуривается изогипсой – 3190 м и имеет размеры 5х3,5 км, амплитуду 60 м.

По отражающему горизонту II^a структура представляет собой ассиметричную складку северо-западного простирания неправильной изрезанной формы, осложнённую двумя куполами – северо-западным и юго-восточным, разделённые прогибом. По оконтуривающей изогипсы – 2745 м она имеет размеры 6х2,3 км, площадь 15 км², амплитуда 27 м.

2.3 Нефтегазоносность

Согласно существующему к настоящему времени районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Тамратская площадь находится в пределах Нюрольского НГР Каймысовской НГО.

Тамратская площадь была введена в глубокое бурение в 1988 году бурением параметрической скважины №1, заложенной в своде локального поднятия. При испытании верхнеюрских отложений васюганской свиты был получен промышленной приток нефти дебитом 5,8 м³/сут. на переливе. В этом же году была пробурена поисковая скважина №2, заложенная в 2,3 км северо-западнее скважины 1, по результатам испытания верхнеюрских отложений в открытом стволе притока не получено. В 2007 году недропользователем ООО «Альянснефтегаз» в южном направлении от скважины №1 была пробурена поисковая скважина №3. Результаты бурения и испытания скважины подтвердили промышленную нефтеносность верхне-юрского пласта Ю₁¹⁻² васюганской свиты.

Нефтяная залежь пласта Ю₁¹⁻² приурочена к толще, сложенной переслаиванием песчано-алевролитовых и углисто-глинистых пород. В её составе выделены пласты Ю₁¹ и Ю₁². Разделы между пластами приурочены к углисто-глинистым пачкам, прослеживаемым на всей изучаемой площади. В их разрезе в большинстве случаев присутствуют тонкие прослой углей толщиной 0,4-1 м. По керну он характеризуется мелкозернистым, тонкослоистым, участками известковистым песчаником средне- и крепкосцементированным с признаками УВ. Пористость песчаников изменяется от 11,3 до 21,5%.

По результатам испытания и материалам ГИС пласт нефтенасыщенный.

Скважина 1. При испытании пласта Ю₁¹⁻² в интервале 2853-2858 м (а. о. - 2718,6-2725,6 м) получен промышленный приток нефти дебитом 5,8 м³/сут на переливе. По результатам интерпретации ГИС в разрезе пласта выделяются нефтенасыщенные коллектора в пласте Ю₁¹ в интервалах 2853,8-2855,2 м, 2856,1-2858,5 м, 2860,3-2861,7 м, 2862,6-2863,9 м, 2865,3-2866,1 м и в пласте 2870,8-2871,3 м, 2873,1-2875,1 м, 2876,0-2877,9 м.

Скважина 2. При испытании интервала 2853,0-2907,0 м (а. о. 2716,9-2770,9 м) в процессе бурения притока пластового флюида не получено. По результатам интерпретации материалов ГИС пласт Ю₁¹⁻² интерпретируется как нефтенасыщенный. В нём выделены песчаные пласты Ю₁¹ в интервалах 2882,9-2883,7 м, 2884,8-2885,9 м, 2888,0-2888,7 м и в Ю₁² 2894,0-2-2895,0 м, 2895,8-2896,9 м, 2901,6-2905,3 м.

Скважина 3. В разрезе скважины испытаны верхнеюрские отложения пласта Ю₁¹, в интервале 2860-2864 м (а. о. -2719,8-2723,8 м) получен приток нефти 6,5 м³/сут. По результатам интерпретации материалов ГИС пласта Ю₁¹⁻² верхневасюганских отложений выделяются песчаные пласты-коллектора в Ю₁¹ в интервалах 2859,9-2861,7 м, 2862,8-2864,0 м, 2865,7-2866,9 м, 2868,5-2870,9 м, 2872,5-2873,4 м, 2874,0-2874,8 м и в Ю₁² в интервалах 2876,6-2878,1 м, 2879,8-2880,7 м, 2881,0-2881,7 м и 2882,5-2883,5 м.

Результаты испытаний скважины приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты испытания скважин Тамратской площади

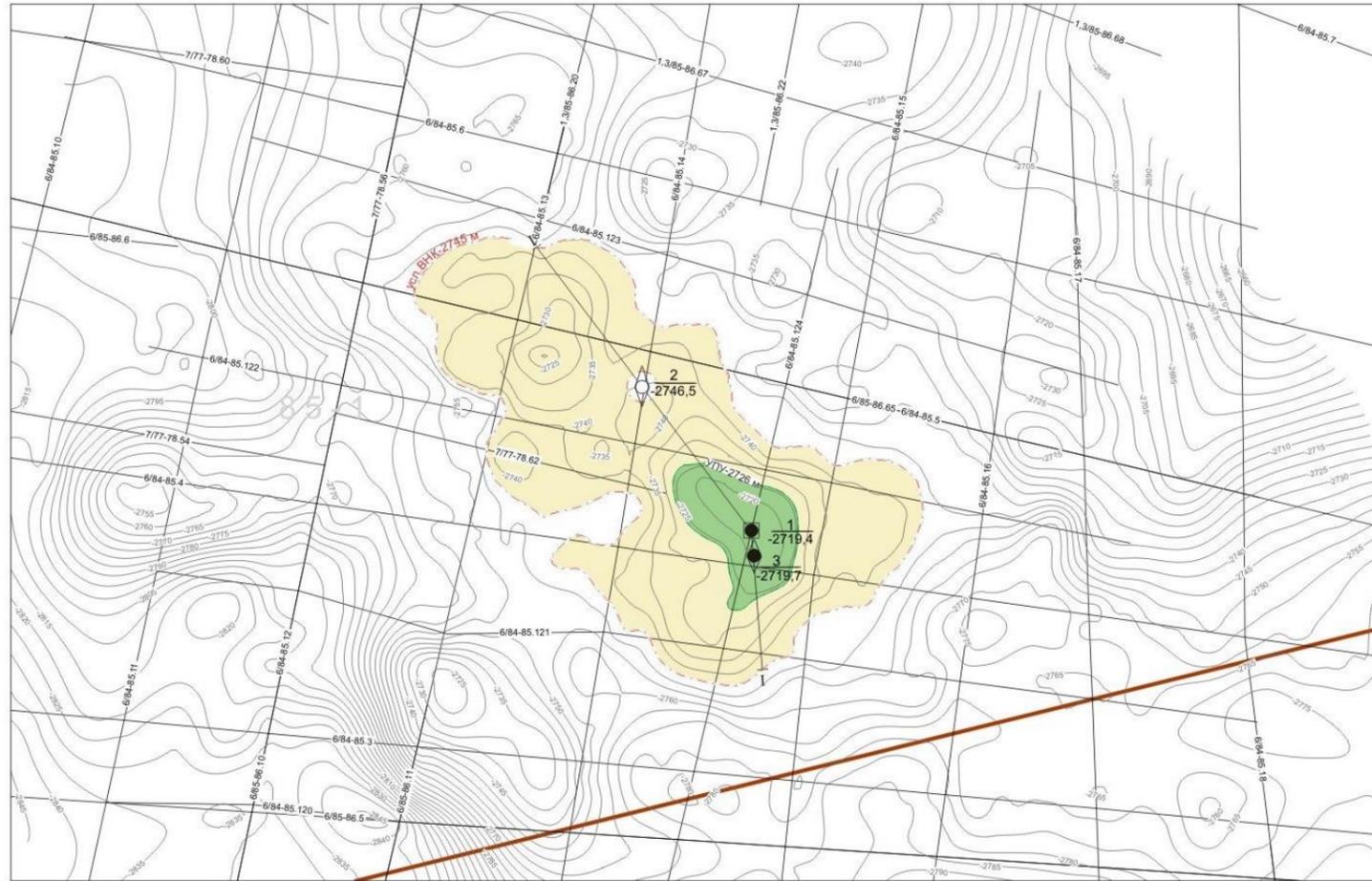
Пласт	Интервал перфорации, м Абс.Отметка, м	Тип перфоратора плотность отв/м	Данные исследования						
			Диаметр штуцера, мм	Дебит нефти м ³ /сут	Дебит воды, м ³ /сут	Газо- вый фактор, м ³ /м ³	Р _{пл} , мПа	Р _{заб} , мПа	Продуктивность, м ³ /сут·м Па
Ю ₁ ¹	2830,0- 2862,0 2695,6- 2727,6	ИП	t=60 мин.	4,68	-	-	29,0	-	4,82
Ю ₁ ¹⁻²	2853,0- 2860,0 2718,6- 2725,6	ПКС-80 98	H _{дин} =838 м	5,8	-	194	28,3	14,4 2	-
Баж. + Ю ₁ ¹	2853,0- 2907,0 2716,9- 2770,9	ИП	t=70 мин.	«Сухо»			-	-	-
Ю ₁ ¹	2860,0- 2864,0 2719,8- 2723,8	ЗПК-102 ДН-01 128	H _{дин} =145 0	6,5	-	-	28,53	9,24	3,2

Как видно из схемы корреляции и геологического разреза (Рис. 2.5), выявленная залежь относится к пластово-сводовому типу. Нижняя абсолютная отметка вскрытия нефтенасыщенного пласта-коллектора по испытанию в скважине по последнему отверстию перфорации равна -2725,6 м (-2726 м). ВНК в пробуренных скважинах не вскрыт, водонефтяной контур проведен на отметке -2745 м по оконтуривающей изогипсе по структурной карте по кровле пласта Ю₁¹.

Физико-химические свойства нефти изучались по пробам, полученным из скважины №1. По результатам анализа определено: удельный вес нефти – 0,8335 г/см³, кинематическая вязкость – 7,8 ст, содержание серы – 0,36 %, содержание асфальтенов – 0,1%, содержание силикагелевых смол – 5,4%, содержание парафина – 6,9% , [1].

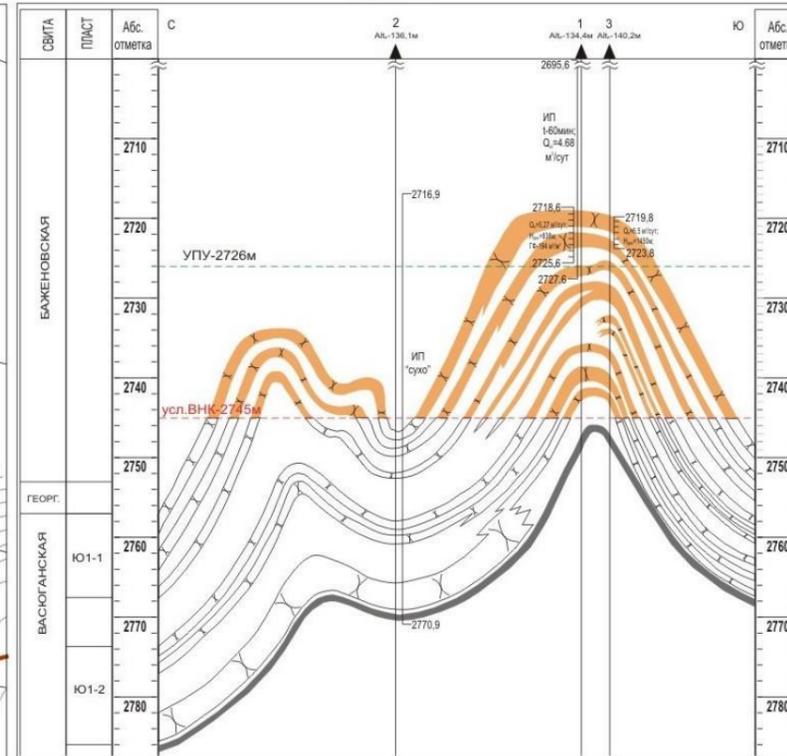
Подсчетный план запасов нефти по пласту Ю₁¹⁻² Тамратского месторождения

Масштаб 1:50000



Геологический разрез I-I по линии скважин 2-1-3 Тамратского месторождения

Масштаб горизонтальный 1:50000
вертикальный 1:500



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- 6/84-85.102 Сейсмические профили МОГТ 2D, 6-номер партии, 84-85 - год, 102-номер профиля
- Изолинии кровли пласта Ю₁¹, в метрах
- 3 Поисковая скважина, давшая нефть, ее номер, абсолютная отметка кровли пласта Ю₁¹, в метрах
- 2 Поисковая скважина, не давшая притока, ее номер, абсолютная отметка кровли пласта Ю₁¹, в метрах
- 1 Параметрическая скважина, давшая нефть, ее номер, абсолютная отметка кровли пласта Ю₁¹, в метрах
- Граница Верхне-Нюрольского-1 лицензионного участка №85/1
- Площадь с запасами категории С₁
- Площадь с запасами категории С₂
- УПУ-2726 м Условный подсчетный уровень
- усл.ВНК-2745 м Условный водо-нефтяной контакт
- Линия геологического разреза
- Залежь нефтяная
- Угли
- Пробуренные скважины
- 2719,8
Q_н=8,5 м³/сут;
P_{пл}=1450м;
2723,8
- 2695,6
ИП
t=60мин;
Q_н=4,68 м³/сут
2727,6
- Результаты испытания в колонне
- Результаты испытания ИП

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ И ЗАПАСОВ НЕФТИ

Категория запасов	Площадь нефтеносности тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Козф-т открытой пористости, доли ед.	Козф-т нефтенасыщенности, доли ед.	Пересчетный коэф-т доли ед.	Плотность нефти, т/м ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т.	Газосодержание пластовой нефти, м ³ /т	Начальные геологические запасы газа, раств. в нефти млн.м ³	КИН, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т.	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м ³
C ₁	1900	3.4	6460	0.15	0.56	0.875	0.844	401	230	92	0.4	160	37
C ₂	19681	6.3	123990	0.15	0.56	0.875	0.844	7692	230	1769	0.4	3077	708
C ₁ +C ₂	21581		130450					8093		1861		3237	745

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

№№ скв.	Пласт	Интервал перфорации, м Абсолютная отметка, м	Тип перфоратора Плотность, отв/м	Данные исследования						
				диаметр штуцера, мм	дебит нефти, м ³ /сут	дебит воды, м ³ /сут	газовый фактор, м ³ /м ³	давление пластовое, МПа	давление забойное, МПа	продуктивность, м ³ /сут МПа
1	Ю ₁ ¹	2830.0-2862.0 2695.6-2727.6	ИП	t=60мин	4.68	-	-	29.0	-	4.82
	Ю ₁ ¹⁻²	2853.0-2860.0 2718.6-2725.6	ПКС-80 98	H _{дин} -838м	5.8	-	194	28.3	14.42	-
2	Баж+Ю ₁ ¹	2853.0-2907.0 2716.9-2770.9	ИП	t=70мин	"сухо"			-	-	-
3	Ю ₁ ¹	2860.0-2864.0 2719.8-2723.8	ЗПК-102 ДН01 128	H _{дин} -1450м	6.5	-	-	28.53	9.24	3.2

ООО "Сибгеосервис"	Оперативный подсчет запасов нефти Тамратского месторождения	
	Ответственный исполнитель: В.Е. Пешков	2007 г.
Приложение 1	Подсчетный план запасов нефти по пласту Ю ₁ ¹⁻² и геологический разрез I-I Тамратского месторождения	
Масштаб: 1:50000	По результатам переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ и данных бурения в 2005-2007гг.	
Составил:	А.С. Ивлева	
Проверил:	В.Е. Пешков	

Рисунок 2.5 – Подсчетный план запасов нефти по пласту Ю11-2 и геологический разрез I-I Тамратского месторождения, [1]

2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтеносных комплексов

Объектом подсчёта запасов нефти по данным ГИС, керну и результатам испытаний является пласт Ю₁¹⁻² васюганской свиты. Площадь нефтеносности определена по структурной карте по кровле пласта Ю₁¹, построенной в 2007 году в результате повторной интерпретации результатов сейсморазведочных работ 1985-1986 г и результатов бурения скважин №1 и 2 с использованием современных обрабатывающих программ.

Эффективные нефтенасыщенные толщины ($h_{эф}$) выделены по результатам промыслово-геофизических исследований по скважинам № 1, 2 и 3, приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

При проходке отложений продуктивного пласта Ю₁¹⁻² в скважине №1 во время его первичного вскрытия, был отобран керн (№2) в интервале 2858,3-2862 м (а. о. -2724-27,6 м). Из продуктивной части пласта отобраны образцы песчаников и по ним определены физические свойства пласта, которые приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты определения физических свойств по керну

№	Толщина интервалов отбора керна, м	К _п , %	К _{пh}	К _{пр} , мД	К _{пrh}
1	2	3	4	5	6
1	2	11,1	22,2	0,1	0,2
2	0,5	10,8	5,4	0,3	0,15
3	0,3	10,1	3,0	0,2	0,06
4	0,2	11,1	2,2	0,1	0,02
5	1,2	10,2	12,2	0,2	0,24
6	0,4	12	4,8	0,7	0,28
	Средневзвешенные по толщине пласта значения физических свойств пласта в 4,6 м	10,85		0,207	

По промыслово-геофизическим исследованиям, проведенным в интервале залегания пласта, определены значения пористости и коэффициента нефтенасыщенности, которые приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Фильтрационно-емкостные свойства разреза

№ свк	Абс. Отметка интервала залегания пласта/пропластка	Толщина интервала	К _п , %	К _{пh}	К _{нг} , %	К _{нгh}
1	2853,8-2855,2	1,4	12,8	17,92	79,8	1,96
	2856,1-2858,5	2,4	17,6	42,24	158,4	9,84
	2860,3-2861,7	1,4	11,3	15,82	79,8	1,26
	2862,6-2863,9	1,3	13,3	17,29	51	66,3
	2865,3-2866,1	0,8	12,5	10,0	50	40,0
	2870,8-2871,3	0,5	16,9	8,45	57	28,5
	2873,1-2875,1	2,0	11,6	23,2	53	106
	2876,0-2877,9	1,9	14,4	27,36	66	125,4

Продолжение таблицы 2.3

Средневзвешенные по толщине по скважине			13,87		58,48	
3	2859,9-2861,7	1,8	17	30,6	109,8	7,74
	2862,8-2864,0	1,2	16,7	20,04	63,6	4,56
	2865,7-2866,9	1,2	15,5	18,6	62,4	17,64
	2868,5-2870,9	2,4	16,3	39,12	52	124,8
	2872,5-2873,4	0,9	15,2	13,68	54	48,6
	2874,0-2874,8	0,8	14,7	11,76	52	41,6
	2876,6-2878,1	1,5	15,2	22,8	55	82,5
	2879,8-2880,7	0,9	11,0	9,9	57	51,3
	2881,0-2881,7	0,7	14,3	10,01	57	39,9
	2882,5-2883,5	1,1	15,8	17,38	50	55
Средневзвешенные по толщине по скважине			15,02		53,46	
Средневзвешенные по толщине по двум скважинам			14,15		54,9	

Коэффициент нефтенасыщенности определяется единственным методом – по акустическому каротажу, результаты которого приведены в таблице 4. Так как средняя величина пористости, определенная этим методом, занижена, то значение коэффициента нефтенасыщенности принимаем, как среднее из двух приведенных в этой таблице величин: $K_{нт} = 0,56$, [1].

Физические свойства пласта собраны в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Физические свойства пласта

Литология	ΔU , мВ (ПС)	ρ_k , Ом·м (БК)	σ_k , см/м (ИК)	Γ_γ , мкР/ч (ГК)	имп/мин (НГК)	ΔT , млс/м (АК)
Песчаник	45-100	5-10	60-95	7,6-11,5	1,5-2	225
Глины	120	-	<10	>20	1,2-1,6	-
Аргиллиты	100	10	80-100	12,14	2	225
Алевролит	90	8	100	8	2	225
Уголь	95-100	30-100	80	6-8	1,2	320-380

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Изучение сейсмогеологической характеристики района проводится на протяжении всего периода поисково-разведочных работ. Поверхностные сейсмогеологические условия в районе работ очень изменчивы. Болота, озёра, торфяники большой мощности создают резкие колебания скоростей в приповерхностном слое ($200+1200 \text{ м}\cdot\text{с}^{-1}$), что значительно снижает качество полезной записи и увеличивает фон различного рода волн-помех. К наиболее низкоскоростной части разреза платформенного чехла относится ЗМС мощностью от 7 до 14 м (Нюрольская впадина), достигая 30 м (северо-восточные районы). ЗМС очень неоднородна по составу и представлена обезвоженными песками, супесями,

суглинками и торфяниками, серыми и синими глинами. Изменчивое строение ЗМС, ландшафтные условия создают значительные трудности в учёте статических поправок.

Глубинные сейсмогеологические условия благоприятны для постановки сейсмических исследований с целью выселения и прослеживания отражающих границ в толще мезокайнозойского осадочного чехла.

В результате ранее проведенных сейсморазведочных работ в разрезе чехла выделены опорные сейсмические горизонты. Их образованию способствовали выдержанные условия осадконакопления и довольно спокойный тектонический режим в периоды мезокайнозойских трансгрессий. Периоду самой молодой трансгрессии соответствует группа отражающих горизонтов У. Наиболее выдержанным является горизонт Уа, стратиграфически приуроченный к отложениям талицкой свиты. Периоду верхнемеловой трансгрессии соответствует группа отражающих горизонтов ІУ. Наиболее интенсивным, почти повсеместно регистрируемым, является горизонт ІУв, стратиграфически приуроченный к отложениям ипатовской – подошве славгородской свит. К периоду слабой трансгрессии на границе апт-альба приурочена неустойчивая группа горизонтов ІІІ. Наиболее выдержанный горизонт этой группы регистрируется в 100-130 м выше подошвы покурской свиты и прослеживается почти повсеместно. Характерна резкая изменчивость динамики этого горизонта, связанная с весьма мелководным, лагунным режимом осадконакопления.

В юрском интервале разреза выделяется пачка слоев, включающая баженовскую и георгиевскую свиты, которые образуют устойчивую структуру распределения акустических жёсткостей на больших расстояниях. Эта пачка формирует устойчивое по прослеживаемости и форме записи отражение, которое является интерференционным колебанием, а соответствующий горизонт Іа наиболее близко отражает геометрию подошвы баженовской свиты.

В соответствии с историей геологического развития нижней части осадочного чехла и согласно схеме расчленения отложений тюменской свиты, отражающие горизонты группы І связаны с нижне-юрской трансгрессией. Отражение от горизонта Іа формируется в условиях резкой акустической неоднородности разреза и увязывается с кровлей угольных пластов в низах тюменской свиты (У₁₀-У₁₂). Почти повсеместно регистрируется волна от горизонта Іа, контролирующего поведение угольного пласта в средней части тюменской свиты (У-7). Во многих районах (Усть-Тымская впадина, Нижневартовский свод, Нюрольская впадина) регистрируется отраженная волна Іб, связанная с угольными пластами У₂₋₄.

Сейсмогеологическая характеристика отложений доюрского фундамента значительно сложнее. Отражение от горизонта Φ_2 формируется в условиях гораздо более резкой акустической неоднородности, обусловленной вариациями мощностей и петрофизических свойств, слагающих этот интервал пород. Кроме того, наличие мощного, сильно дифференцированного осадочного чехла, являющегося источником кратных волн-помех, а такое значительное рассеяние энергии на границе с палеозойскими отложениями резко снижают энергию волн, проникающих внутрь фундамента. Данные ВСП показывают, что почти повсеместно с верхней частью доюрских образований связаны отраженные волны Φ_2 . Достоверность их подтверждается данными МОГТ и АК.

По материалам СК достаточно хорошо изучены скорости распространения упругих колебаний в отложениях осадочного чехла. Средние скорости плавно увеличиваются с глубиной от $1550 \text{ м}\cdot\text{с}^{-1}$ до $2700 \text{ м}\cdot\text{с}^{-1}$. Пластовые скорости изменяются от $1600 \text{ м}\cdot\text{с}^{-1}$ до $4500 \text{ м}\cdot\text{с}^{-1}$. Скоростная характеристика отложений доюрского фундамента изучена слабо, в основном, по данным КМПВ и АК, и, в меньшей степени, по СК. Пластовые скорости в этой части разреза варьируют от $5,0 \text{ км}\cdot\text{с}^{-1}$ до $6,5 \text{ км}\cdot\text{с}^{-1}$, [2].

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На Тамратской площади пробурено 3 скважины. Для анализа ранее проведенных ГИС данные представлены по скважине №1 и №2.

Разрезы включают такие методы, как электрокаротаж (ПС, КС), гамма-каротаж (ГК), инклинометрия, боковой каротаж (БК), метод бокового каротажного зондирования (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК) и метод микрокаротажного зондирования (МКЗ).

Разрез скважины №1 имеет глубину 2604-3316 м в масштабе 1:200 м. Продуктивные пласты-коллекторы находятся в Васюганской и Тюменской свитах. На интервале 2830-2862 м скважины №1 была проведена перфорация. Пласт Ю₁¹ является проверенным нефтяным пластом-коллектором в Васюганской свите.

Баженовская свита характеризуется повышенными значениями по ПС, равными 120 мВ и положительной аномалией по ГК, отрицательной аномалией по ИК, расхождением разноглубинных зондов по данным БКЗ. Свита сложена глинами.

Георгиевская свита залегает между Баженовской свитой и первым продуктивным пластом. Свита характеризуется повышенным сопротивлением по ГК 15 мкР/ч и повышенным значением по ПС 100 мВ, низкими показаниями по НГК 1,2 имп/мин, также положительной аномалией по ИК (700 Ом·м). Свита сложена аргиллитами.

Васюганская свита имеет пласты-коллекторы Ю₁¹ и Ю₁³⁺⁴. Пласт Ю₁¹ является коллектором на интервалах 2854-2855 и 2856-2860 м. Пласт нефтенасыщенный, характеризуется средними значениями по ГК 10 мкР/ч и ПС 75 мВ, расхождением микропотенциал и микроградиент зондов, низким сопротивлением по показаниям ИК 60 Ом·м и невысокими значениями по НГК 1,6 имп/мин. Пласт сложен песчаником. Пласт Ю₁³⁺⁴ на интервале 2880-2883 м нефтенасыщенный, но перфорация уже отсутствует, так как большая глубина. Характеризуется пониженными значениями по ГК 8 мкР/ч и ПС 50 мВ, низким сопротивлением по показаниям ИК 90 Ом·м, расхождением микропотенциал и микроградиент зондов, невысокими значениями по НГК 1,6 имп/мин, сложен песчаником. На интервале 2903,7-2906 м водонефтенасыщенный, характеризуется средними значениями по ГК 10 мкР/ч, ПС 75 мВ и низким сопротивлением по показаниям ИК 95 Ом·м, также невысокими значениями по НГК 1,6 имп/мин, сложен также песчаником. На интервале 2878-2880 м между пластами Ю₁¹ и Ю₁³⁺⁴ появился угольный пласт. Характеризуется невысокими значениями по ГК 8 мкР/ч и более высокими по ПС (100 мВ), также отрицательной аномалией по ИК и значительно ниже по показаниям НГК 0,8 имп/мин.

Тюменская свита. Пласт Ю₂ на интервале 2927,8-2934,5 и пласт Ю₄ на интервале 2972-2974 м нефтенасыщенные. Пласты Ю₃ и Ю₆ являются неколлекторами, сложены аргилитами и алевролитом. Пласт Ю₅ на интервале 2978,8-2983,2 м нефтеводонасыщенный. Пласт Ю₇ на интервале 3026,8-3030 м нефтенасыщенный, 3030-3034 м нефтеводонасыщенный. Пласт Ю₈ на интервале 3048,5-3050,5 м и пласт Ю₁₀ на интервале 3108,5-3113,5 водонасыщенные. На интервале 3121,6-3132 м находится газоконденсат, после чего пласты-коллекторы Ю₁₃ на интервале 3204-3214 м и Ю₁₄ на интервале 3224-3247 м значительно увеличиваются в своей мощности. В Тюменской свите появляется много угольных пластов. Все пласты коллекторы сложены песчаником (Рис. 3.1).

Выделенные в разрезе скважина №1 коллекторы можно разделить на продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₂, Ю₄, Ю₅, Ю₇, Ю₁₃, они являются нефтеносными и нефтегазоносными и непродуктивные Ю₈, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₅, которые являются водоносными, так же есть пласты Ю₁³⁺⁴, Ю₁₄, на отдельных интервалах которых получены признаки и нефти и воды.

При анализе полученных результатов выясняется:

– по керну при пористости 10,8% значение проницаемости составляет 0,2 мД ($\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$), то есть физические свойства пласта, определенные по керну значительно занижены, так как при такой проницаемости фильтрация в пласте не происходит;

– значение пористости, определенное по геофизическим параметрам, составляет 0,15 и это выше, чем по керну;

– по результатам гидродинамических исследований, выполненных по самой надежной, применяемой годами технологии прослеживания уровня жидкости в скважине с использованием современных программных продуктов, величина проницаемости равна 1,1 мД. Это значение проницаемости характеризует пласт, как слабопроницаемый, но с такой проницаемостью реальна его разработка. Она получена по фактической фильтрации пластовой нефти из пласта, поэтому и величину пористости пласта принимаем ту, которая получена по результатам гидродинамических исследований $m = 0,15$.

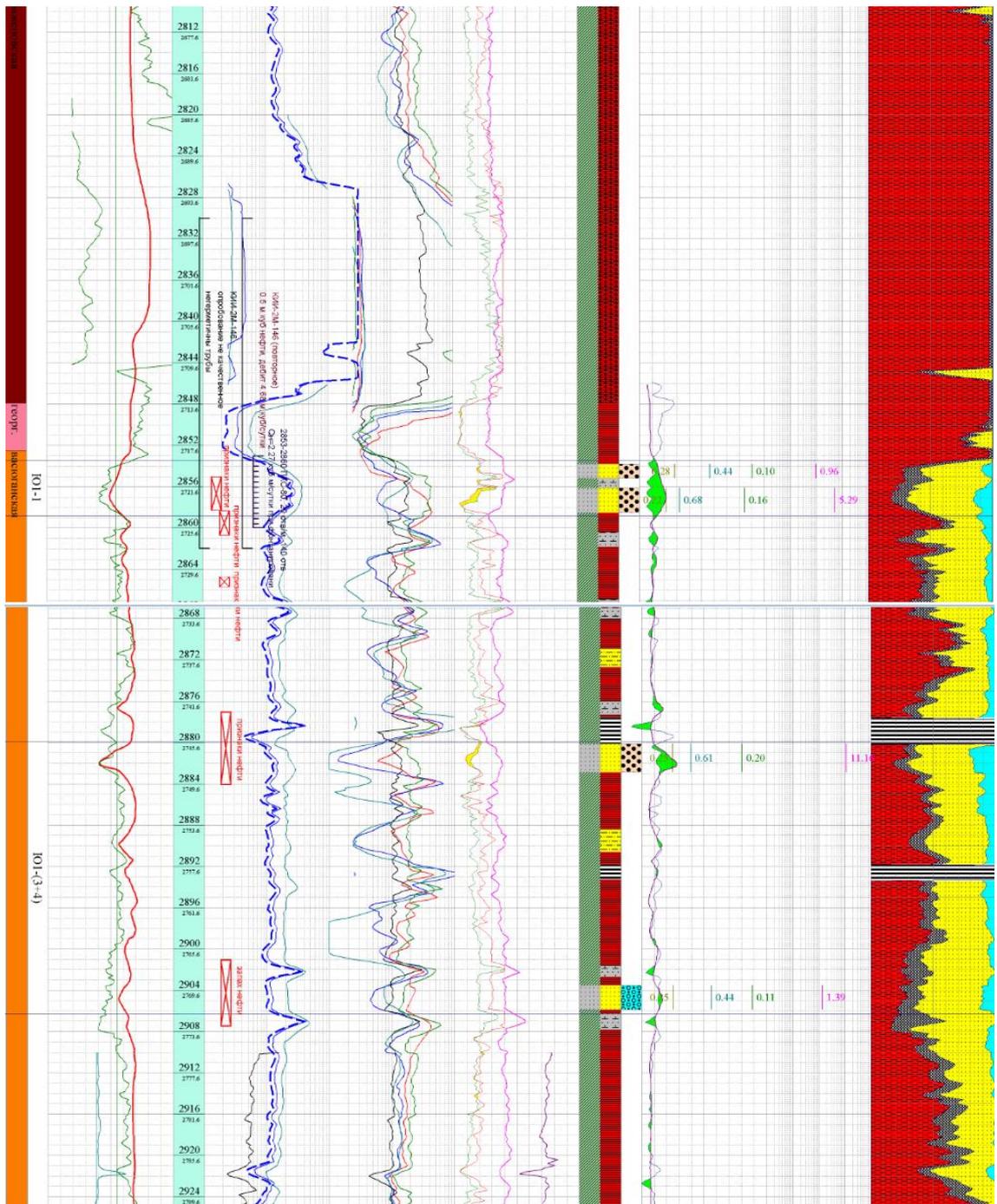
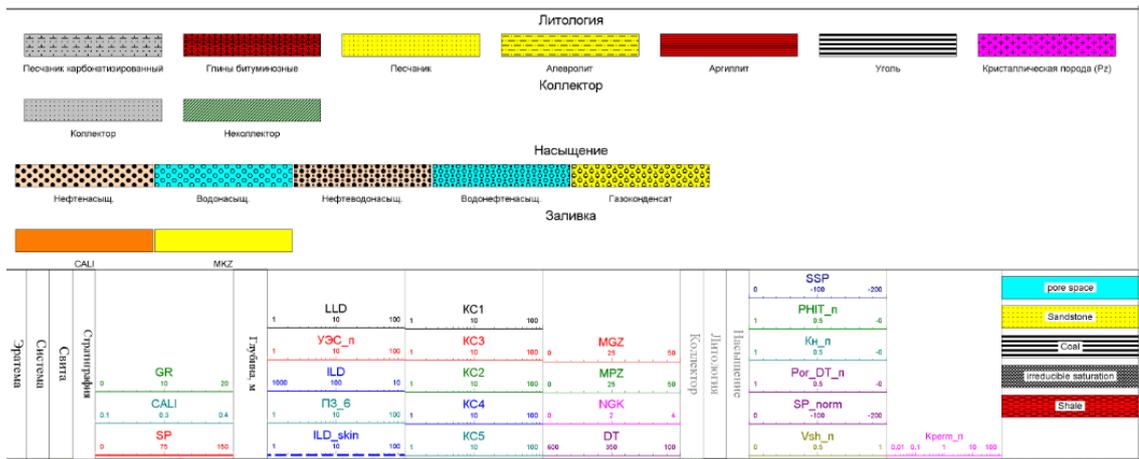


Рисунок 3.1 – Фрагмент каротажной диаграммы по скважине №1

Скважина 2

Разрез имеет глубину 2800-3268 м. Продуктивные пласты-коллекторы находятся в Васюганской и Тюменской свитах.

Баженовская свита сложена глинами. Характеризуется слабоповышенными значениями по ПС 100 мВ, показания по ГК колеблются от 7,6 до 18 мкР/ч, высокими показанием по НГК 1,9 имп/мин, отрицательной аномалией по ИК.

Георгиевская свита залегает между Баженовской свитой и первым продуктивным пластом Ю₁₋₂. Свита характеризуется отрицательным сопротивлением по ГК и высоким по ПС 103 мВ, низкими показаниями по НГК 1,3 имп/мин, положительной аномалией по ИК 600 Ом·м. Свита сложена аргиллитами.

Васюганская свита имеет пласты-коллекторы Ю₁₋₂ и Ю₁₋₄. Пласт Ю₁₋₂ на интервале 2901,2-2905,2 м нефтенасыщенный, сложен песчаником. Пласт характеризуется низким значением по ГК 7,6 мкР/ч и по ПС 76 мВ, низкими показаниями по ИК 95 Ом·м и высоким по показаниям НГК 1,7 имп/мин. Также расхождением микропотенциал и микроградиент зондов. Пласт Ю₁₋₄ на интервалах 2933,5-2936 и 2937,4-2940,5 м водонасыщенный, сложен песчаником. Пласт характеризуется невысокими значениями по ГК 10 мкР/ч, средними значениями по ПС 90 мВ, повышенным по НГК 1,7 имп/мин и низкими показаниями по ИК 100 Ом·м. Присутствует угольный пласт на интервале 2905,4-2907 м.

Тюменская свита. Пласт Ю₂ на интервале 2960,8-2965,8 м и пласт Ю₃ на интервале 3007,2-3009,8 м являются коллекторами. Пласты характеризуются низкими значениями по ГК от 7,6 до 11,5 мкР/ч, низким значением по ПС от 45 до 85 мВ, повышенным значением по НГК 1,7 имп/мин и низкими показаниями по ИК 95 Ом·м. Также расхождением микропотенциал и микроградиент зондов. Пласт Ю₄ на интервале 3023,2-3028,4 м водонасыщенный. Пласт Ю₅ на интервалах 3036,2-3039,5 и 3045-3-46,5 м нефтенасыщенный, а на интервалах 3048-3049 и 3049,8-3054,8 м нефтеводонасыщенный. Пласт Ю₆ на интервалах 3075,5-3077,7, 3079-3081,5, 3082,6-3084,3 и 3088-3090 м водонасыщенный. Пласт Ю₁₀ на интервалах 3165,2-3166,2 и 3167,8-3173,5 м газоконденсат, после чего идут мощные угольные пласты, а затем мощные продуктивные нефтенасыщенные пласты. Пласт Ю₁₁ на интервале 3197-3201,5 м водонасыщенный. Пласты Ю₁₂ на интервале 3215,5-3221,8 м, Ю₁₃ на интервале 3232-3240,5 м значительно увеличиваются в мощности и нефтенасыщенный. Пласт Ю₁₄ на интервале 3247,8-3251 м нефтенасыщенный, а на интервале 3251,8-3255,5 м нефтеводонасыщенный. Все пласты коллекторы сложены песчаником (Рис. 3.2).

Выделенные в разрезе скважина №2 коллекторы можно разделить на продуктивные пласты Ю₁₋₂, Ю₂, Ю₃, Ю₅, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄ они являются нефтеносными и нефтегазоносными и непродуктивные Ю₁₋₄, Ю₄, Ю₆, Ю₁₁, которые являются водоносными.

Следовательно, проведенный в скважинах №1 и №2 Тамратского месторождения комплекс геофизических исследований предоставил провести геологическое расчленение разреза, выделить пласты-коллекторы, также определить физико-емкостные свойства.

В разрезе неколлекторами являются глинистые породы (глины, аргиллиты). Глины характеризуются низкими показаниями на диаграммах ПС, БК, НГК, высокими показаниями на диаграммах ГК и кавернометрии. Для нефтенасыщенных песчаников характерно: максимальное расхождение показаний микрозондов, средние значения ПС и ГК, высокие НГК, минимумы на диаграммах ИК. В водоносных песчаниках показания ПС принимают высокие значения, но снижаются показания по КС.

По данным метода ПС песчаники принимают среднее значение и на протяжении разреза остаются примерно на одном уровне (75-100 мВ) в зоне пластов коллекторов.

По показаниям метода ГК глины выделяются положительной аномалией, аргиллиты принимают высокое значение, песчаники остаются со средним (8-10 мкР/ч).

По данным ИК пласт характеризуется низким сопротивлением (60-100 Ом·м) в пластах коллекторах, т.е. в месте песчаников. Отрицательная аномалия присутствует в зонах угля и глины.

По показаниям данных НГК песчаники принимают высокие значения, а у карбонатизированных песчаников присутствует положительная аномалия, низкие у аргиллитов и отрицательная аномалия у угля.

В пластах коллекторах присутствует расхождение в показаниях микропотенциал (МПЗ) и микроградиент (МГЗ) зондах, т.к. глубинность исследования МПЗ больше (20 см) глубинности исследования МГЗ (3-4 см), следовательно, МПЗ показывает сопротивление зоны проникновения ($\rho_{зп}$), МГЗ – сопротивление бурового раствора (ρ_c) и сопротивление глинистой корки ($\rho_{гк}$).

Таким образом, для решения геологических задач, а именно литологического расчленения разреза, выделения в разрезе пластов коллекторов, определения их фильтрационно-емкостных свойств, подходящим является геофизический комплекс, состоящий из следующих методов: ПС, ГК, НГК, ИК, КС и МКЗ. Реализованный комплекс показал свою эффективность и может быть использован в дальнейших работах.

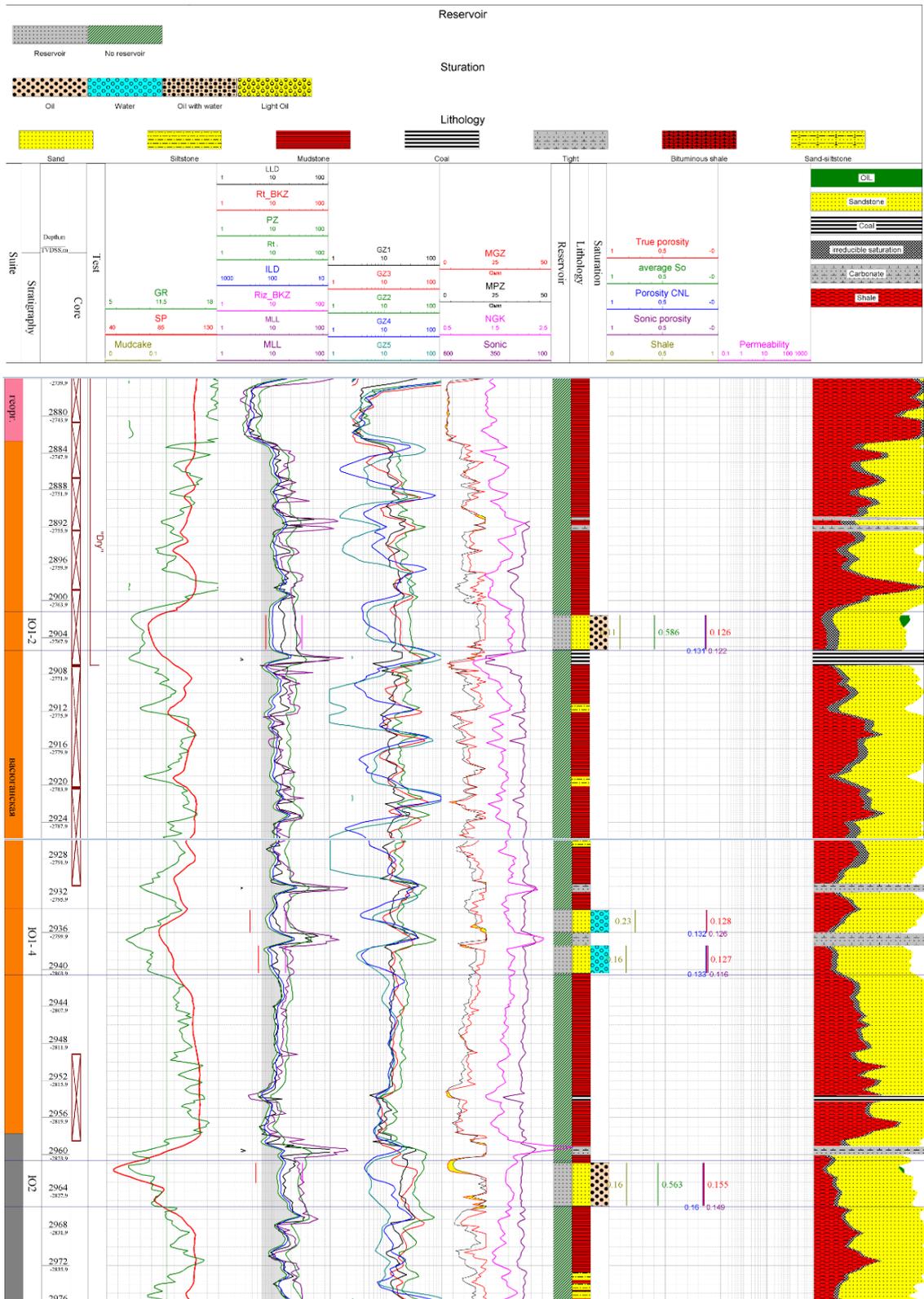


Рисунок 3.2 – Фрагмент каротажной диаграммы по скважине №2

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизического исследования

К основным задачам геофизического исследования при изучении геологических разрезов относятся:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение в разрезе пластов коллекторов, определение их мощности;
- определение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов: пористости, проницаемости, глинистости;
- оценка характера насыщения коллекторов, коэффициента нефтенасыщенности;
- определение положения флюидных контактов (ВНК, ГНК, ГВК) в интервале пласта-коллектора.

4.2 Обоснование объекта исследований

Геологический разрез нефтепродуктивной части Тамратского месторождения относится к отложениям мезозойского возраста. Баженовская, георгиевская, васюганская и тюменская свиты представлены юрскими отложениями.

В васюганской свите находятся нефтепродуктивные пласты Ю₁¹ и Ю₁⁽³⁻⁴⁾ скважины №1. Нефтепродуктивные пласты Ю₂, Ю₄, Ю₅, Ю₇, Ю₁₁, Ю₁₃, Ю₁₄ относятся к тюменской свите, так же в пласте Ю₁₀ присутствует газоконденсат. В скважине №2 в васюганской свите находятся нефтепродуктивный пласт Ю₁₋₂. В тюменской свите нефтепродуктивными пластами являются Ю₂, Ю₃, Ю₅, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄.

Южно-восточная часть Тамратского месторождения широко изучена параметрической скважиной №1 и поисковой №3, также в структурном прогибе присутствует поисковая скважина №2. Так как северо-западная часть Тамратского месторождения не изучена, с целью выполнения задач геофизического исследования необходимо пробурить поисковую скважину №4 в северо-западном направлении от поисковой скважины №2. Северо-западная часть, судя по геологическому разрезу I-I, имеет залежь нефти, как и юго-восточная часть, следовательно, проектная поисковая скважина №4 должна быть продуктивной. Проект данной скважины изображен на рисунках 4.1 и 4.2 соответственно.

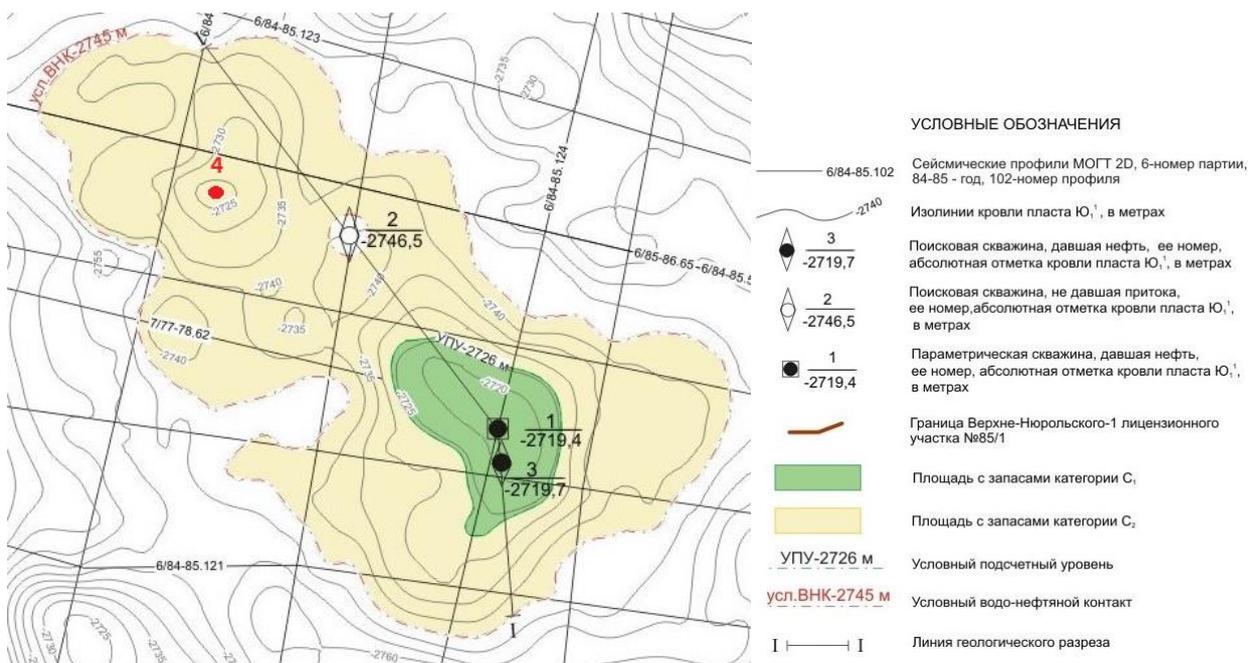


Рисунок 4.1 – Расположение проектной поисковой скважины №4 на фрагменте структурной карты Тамратского месторождения: проектная поисковая скважина обозначена красным цветом под номером 4

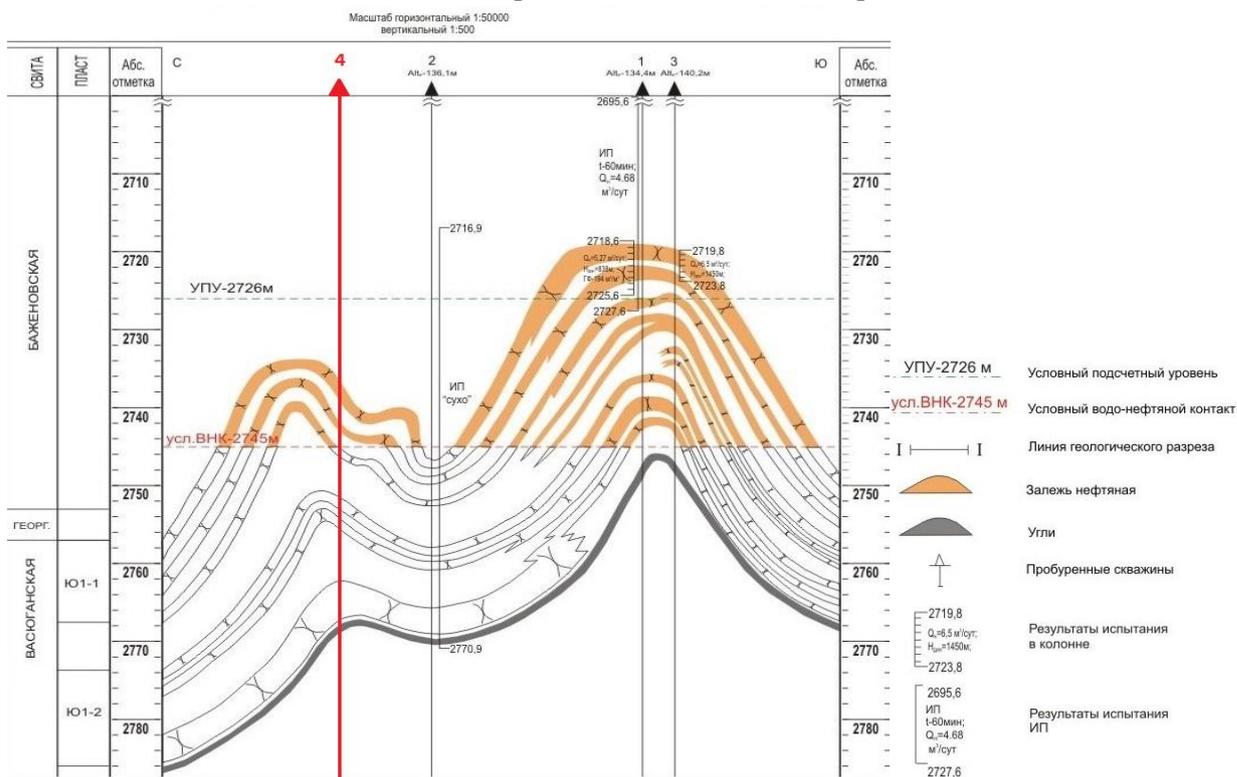


Рисунок 4.2 – Проекция проектной скважины №4 на геологическом разрезе I-I: проектная поисковая скважина обозначена красным цветом под номером 4

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Физико-геологическая модель (ФГМ) объекта исследования создана для обоснования проектирования геофизических работ и выбора комплекса методов.

ФГМ составлена на основе результатов интерпретации данных геофизических исследований скважины №1 Тамратского месторождения (Табл. 4.1).

Пласты представлены такими литологическими разностями, как: песчаник, песчаник карбонатизированный, глины битуминозные, алевролит, аргиллит и уголь. Коллекторами являются песчаники.

Глины залегают в Баженовской свите и выделяются максимальными значениями по ГК и повешенными по ПС.

Песчаник по данным ГИС принимает среднее значение по показаниям ПС и ГК, по показаниям ИК и БК – низкие, по НГК – высокое значение.

Карбонатизированный песчаник по показаниям методов ПС и ГК принимает средние значения, по БК – высокие.

Алевролит имеет повышенные значения по показаниям ПС и ГК, низкие по данным НГК и БК.

Аргиллит по показаниям ПС и ГК имеет высокие значения, низкие по данным НГК и БК.

Уголь характеризуется низкими значениями по показаниям ГК и НГК, повышенными по ПС, высокими по БК.

Таблица 4.1 – Физико-геологическая модель Тамратского месторождения

Литология	ПС, мВ 0...75...150	ГК, мкР/ч 0...10...20	Кав, м 0,1..0,3...0,4	НГК, имп/мин 0.....2.....4	АК, млс/м 100.350.500	ИК, Ом×м 10.100.1000	БК, Ом×м 1....10...100	КС, Ом×м 1....10...100	МГЗ, МПЗ Ом×м 0...25...50
Песчаник	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Песчаник карбонатизированный	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Глины битуминозные	↓	↑		↓		↓		↑	↓
Алевролит	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Аргиллит	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓
Уголь	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↑	↓

↑ – значения выше максимума;

↓ – значения ниже минимума.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Для решения основных геофизических задач, опираясь на результаты анализа ФГМ и основываясь на принцип минимальной достаточности, выбирается следующий комплекс ГИС:

- стандартный каротаж (ПС, КС) для проведения литологического расчленения разреза;
- МКЗ, кавернометрия для выделения в разрезе пластов коллекторов;
- РК (ГК + ННК-Т), для определения ФЕС пластов коллекторов;
- ИК для оценки характера насыщения;
- ННК для определения положения флюидных контактов (ВНК, ГНК, ГВК) в интервале пласта-коллектора;
- АК для определения коэффициента пористости;
- БКЗ для выделения высокопористых и проницаемых пород;
- инклинометрия для определения траектории скважины;
- резистивиметрия для определения сопротивления бурового раствора.

Необходимый геофизический комплекс представлен в табличной форме (Таблица 4.2)

Таблица 4.2 – Необходимый геофизический комплекс

Задачи:	ПС	КС	ГК	ННК-Т	ННК	БКЗ	Резист	АК	ИК	МКЗ	КВ	Инк л.
Расчленение разреза	X	X	X					X				
Выделение коллектора										X	X	
K _{гл}	X		X									
K _п						X	X	X		X		
K _{пр}						X	X			X		
Характер насыщения								X	X			
Положения флюидных контактов				X	X							
Траектория скважины												X
Сопротивление бурового раствора							X					

Стандартный каротаж включает в себя записи кривых кажущегося удельного сопротивления пластов (КС) и кривую потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Методы позволяют выполнить литологическое расчленение разреза, корреляцию разрезов скважин, определение глубины их залегания и эффективных мощностей, оценки коллекторских свойств пород.

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) показывает наличие естественных электрических полей, которые возникают из-за протекания электрохимических процессов на границах между породой и глинистым раствором, [4]. Наиболее четко по кривой ПС выделяются песчаные и глинистые пласты. Песчаник на кривой ПС выделяется отрицательной аномалией, а глины – положительной.

Каротаж сопротивления (КС) изучает искусственные электрические поля. Метод показывает кажущееся удельное сопротивление пластов. Различают такие виды каротажа сопротивления, как: каротаж обычными трехэлектродными зондами (КС), БКЗ, БК, МКЗ и ИК, [6].

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) помогает определить очень тонкие пласты пород и исследовать их на небольшой глубине. В связи с этим, необходимо, чтобы размеры микроустановок были меньше диаметра скважины. Микрозонды применяют в двух вариантах – микроградиент-зонд (МГЗ) А0,025М0,025N с размером АО = 37 мм и микропотенциал-зонда (МПЗ) А0,05М с АМ = 50 мм, [5]. МКЗ проводится с целью выделения проницаемых интервалов и уточнения границ, также уточнение эффективных мощностей и границ коллекторов.

Кавернометрия предназначена для измерения диаметра скважины. При сужении диаметра ствола скважины образуется глинистая корка, которая способствует выделению проницаемых пород: для глин и углей характерно увеличение диаметра, для песчаников – уменьшение. Кавернометрия способствует уточнению литологического состава пород и выделению в разрезе пластов-коллекторов, [6].

Радиоактивный каротаж (РК) включает в себя такие методы, как гамма-каротаж (ГК), нейтрон нейтронный каротаж (ННК) и нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т). РК проводится для литологического расчленения разрезов скважин, корреляции разрезов скважин, выделения проницаемых, плотных и глинистых разностей.

Гамма-каротаж (ГК) изучает естественную радиоактивность (или гамма-активность) пород в скважине, образуемую за счёт радиоактивных изотопов глинистых минералов: полевого шпата, слюды, иллита и минералов группы фосфатов.

ГК применяется для изучения литологии пород, выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости, а также

пористости коллекторов, при корреляции разрезов скважин и скважин, обсаженных колонной, [5]. По диаграммам ГК низкие значения у песков, песчаников, известняков и др, а высокие у глин, аргиллитов, битуминозных сланцев.

Нейтрон нейтронный каротаж (ННК), главной задачей которого является выделение в разрезе нефтегазоносных пластов и определение ВНК и ГЖК. Изучает интенсивность рассеянного излучения нейтронов.

Нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т) измеряет изменившуюся плотность потока тепловых нейтронов, вылетевших из зонда. ННК-Т измеряет водородосодержание среды и наличие элементов-поглотителей, у которых высокое сечение захвата тепловых нейтронов.

Индукционный каротаж (ИК). Данный каротаж необходим для определения кажущейся удельной электрической проводимости (σ_k) пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц.

Индукционный каротаж позволяет провести изучение разрезов, сложенных породами низкого удельного электрического сопротивления, также используется для оценки характера насыщения пластов.

Метод акустического каротажа (АК) основан на изучении характера распространения упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в породах, окружающих ствол скважины

Таким образом, данные АК в комплексе с другими методами ГИС позволяют определить пористость пород, выделить гранулярные коллекторы и зоны трещиноватости и кавернозности в карбонатном разрезе, а также уточнить литологию разреза [5].

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) основано на определении истинного удельного сопротивления пласта и зоны проникновения. БКЗ измеряет сопротивление пласта обычно градиент-зондами разной длины от стенки скважины и до нетронутой зоны пласта. Чем больше зонд, тем больше радиус его использования (обычно используют от 0.4 до 8 м), [4].

Инклинометрия – это метод контроля за пространственным положением оси скважины, то есть позволяет определять траекторию скважины. Измеряет угол отклонения оси скважины от вертикали (зенитный угол) и магнитный азимут проекции оси скважины на горизонтальную плоскость, [4].

Резистивиметрия основана на определении удельного сопротивления бурового раствора (ρ_c), которое используется при обработке метода ИК.

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Работа включает в себя следующие этапы:

- 1) калибровки скважинных приборов (первичная, периодическая, полевая);
- 2) подготовительные работы на базе геофизического предприятия и на скважинах;
- 3) геофизические исследования в скважинах;
- 4) осуществление контроля качества материала ГИС;
- 5) первичное редактирование данных;
- 6) выдача твердых копий материалов представителю недропользователя;
- 7) сдача/приемка отчетных материалов контрольно-интерпретирующей партии геофизического предприятия;
- 8) архивация материалов ГИС, [7].

Каротажные станции и скважинные приборы, применяемые в геофизических исследованиях должны проходить калибровку на базе геофизического предприятия.

Первичную калибровку осуществляет производитель скважинных приборов. Периодическая калибровка выполняется в стационарных условиях с определенным периодом.

Далее следуют подготовительные работы к проведению исследования скважин, которые проходят и на предприятии, и на скважине.

На предприятии бригада получает заказ на выполнение геофизических исследований и работ, а также скважинную аппаратуру и необходимые материалы. Сведения об исследуемой скважине, данные о периодических калибровках, файлы априорных данных записываются в базу каротажной регистрирующей системы.

На скважине сотрудники каротажной партии проверяют подготовленность действующей либо бурящейся скважины к исследованиям и работам, согласно техническим условиям, подписывают акт о готовности скважины, проверяют правильность задания, указанного в заказ-наряде. Далее идет установка каротажного подъёмника в 25-40 м от устья скважины, согласно его конструкции. Затем осуществляется установка лаборатории в 5-10 м от подъёмника с ее заземлением и соединением с подъёмником силовым и информационными кабелями. Станция подключается к сети переменного тока, действующей на скважине, в случае отсутствия тока - к генератору. Геофизический кабель сматывается с барабана лебедки и заводится в направляющий и подвесной ролик (блок-баланс). Направляющий ролик, с установленным на нем датчиком глубины крепится на специальном узле крепления. Далее

устанавливается подвесной блок, датчик натяжения и к кабельному наконечнику подсоединяется первый скважинный прибор. Сначала его работоспособность проверяется на мостках, затем прибор опускается в скважину. Спуск прибора в устье скважины и его подъем совершается с помощью каротажного подъемника, лёгости (якоря) или другого грузоподъемного механизма. На счетчиках регистратора и панели контроля каротажа в подъемнике устанавливаются нулевые показания глубин с учетом расстояния от точки отсчёта глубин до скважинного прибора.

Проведение геофизических исследований и работ позволяет получить первичную информацию об объекте исследования. Данная информация обеспечивает решение геологических, технических и технологических задач на количественном и качественном уровнях. Геофизические исследования и работы включают в себя следующее: выбор скважинного прибора (комбинации приборов); испытание приборов и наземных средств; описание объекта исследований; калибровки скважинных приборов перед началом исследований и после них; проведение спускоподъемных операций для регистрации первичных данных. Все операции фиксируются протоколом, который формируется каротажной регистрируемой лабораторией и включает данные по текущему каротажу (время проведения каждого замера, наименование аппаратуры, номер операции и т.д.).

Последовательные действия при проведении спускоподъемных операций и регистрации первичных данных обязаны обеспечить безопасный спуск и подъем приборов в скважине и проведение измерений во время подъёма.

Приборы спускают в скважину под действием привода лебёдки каротажного подъемника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 8000 м/ч, сборок приборов - не более 5000 м/ч. В особых случаях спуск приборов производят через бурильные трубы со скоростью не более 2000 м/ч при условии, что внутренний диаметр труб должен быть больше внешнего диаметра приборов не менее чем на 10 мм.

За 50 м до забоя скважины скорость спуска приборов необходимо уменьшить до 350 м/ч и задействовать привод лебедки. Подъем приборов в исследуемом интервале ведут со скоростью, не превышающей максимально допустимую хотя бы для одного из модулей сборки. При прохождении сужений в стволе скважины (башмак обсадной колонны или НКТ, сальники, толстые шламовые корки) и за 50 м до устья скважины скорость подъёма приборов уменьшают до 250 м/ч.

В процессе подготовительных работ и спускоподъемных операций формируют рабочие файлы, содержащие заголовок, результаты периодической и полевой калибровок, первичные данные измерений для следующих записей:

– основной – в пределах исследуемого интервала и обязательного перекрытия с предыдущим интервалом измерений длиной не менее 50 м;

– повторной – длиной 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний. В пределах интервала повторной записи должно находиться не менее двух магнитных меток глубин. Для интервалов исследований протяжённостью менее 100 м повторное измерение проводят по всей длине интервала;

– контрольной – длиной 50 м в интервалах, позволяющих оценить качество выполненных исследований. Такими интервалами являются, например, для электрических и электромагнитных методов – вход в обсадную колонну. В пределах этого интервала должно находиться не менее двух магнитных меток глубин.

Дискретность регистрации данных по глубине для общих и детальных исследований должна составлять 0,2 м, [7].

Выбранный комплекс ГИС включает в себя запись таких геофизических методов, как: метод самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж сопротивления (КС), микрокаротажное зондирование (МКЗ), боковое каротажное зондирование (БКЗ), акустический каротаж (АК), кавернометрия, гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т), индукционный каротаж (ИК), нейтрон нейтронный каротаж (ННК), инклинометрия и резистивиметрия. Масштаб записи геофизического комплекса приведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Масштаб записи геофизического комплекса

№ п/п	Метод	Прибор	Масштаб	Масштаб записи	Скорость записи
1	ПС	ЭК-1	1:500	12,5 мВ/см	2000 м/час
2	КС		1:500	2,5 Ом·м/см	
3	БКЗ		1:200	2,5 Ом·м/см	
4	КВ		1:500	2 см/см	
5	Резист.		1:200	0,5 Ом·м/см	
6	ГК	СРК	1:200	0,75 γ/см	800 м/час
7	ННК		1:500	0,2-0,4 ус.ед./см	
8	ННК-Т			0,2-0,4 ус.ед./см	
9	МКЗ	МК-УЦ	1:200	40 мкс/м/см	2000 м/час
10	АК	СПАК-6	1:200	0,75 мкР/час/см	1000 м/час
11	ИК	АИК-5	1:200	25 мСм/см	2000 м/ч
12	Инкл.	ИМММ	1:500	30 °/см	2000 м/час

При стандартном каротаже будут использоваться три зонда электрического каротажа: двухметровые кровельный А2.0М0.5N и подошвенный градиент-зонды А2.0М0.25N и полуметровый потенциал-зонд А0.5М6N кривых кажущегося удельного сопротивления пластов (КС) и кривую потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС).

Измерения стандартного каротажа будут проводиться прибором ЭК-1, в масштабе 1:500. Масштаб записи 2,5 Ом·м/см, для ПС 12,5 мВ/см, скорость регистрации 2000 м/ч.

Метод БКЗ изучает искусственное электрическое поле в горных породах. Кажущееся сопротивление пород находится по измеряемой разности потенциалов между приемными электродами зондовой установки, которая создана источником тока. Будут применяться такие зондовые установки, как: А8,0М1,0N, А4,0М0,5N, А2,0М0,5N, N0,5M2,0A, А1,0М0,1N. Для метода БКЗ будет использоваться аппаратура ЭК-1, измерения будут проводиться в масштабе 1:200. Масштаб кривых КС при БКЗ – 2,5 Ом·м/см, скорость регистрации 2000 м/ч.

Резистивиметрия. Работы будут проводиться резистивиметром – это зонд малых размеров, помещенный в трубку из изолятора. При передвижении зонда по скважине внутри трубки свободно проходит жидкость, заполняющая скважину, а воздействие окружающих пород исключается стенками трубки. Для резистивиметрии будет применяться прибор ЭК-1. Измерения резистивиметром будут проводиться в масштабе 1:200. Масштаб регистрации параметра – 0,5 Ом·м/см, скорость регистрации 2000-2500 м/ч.

Кавернометрия. В разрезе разной литологии фактический диаметр скважины иногда не является номинальным. Диаметр скважины бывает меньше или больше диаметра долота. Фактический диаметр скважины определяется каверномером, который представляет, прижатых к стенке скважины, четыре рычага. Диаметр скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, а также ее средний диаметр можно посчитать по отклонениям этих рычагов. Для проведения кавернометрии также будет использоваться прибор ЭК-1, измерения будут проводиться в масштабе 1:500. Масштаб записи 2 см/см, скорость регистрации 2000 м/ч.

Аппаратура электрического каротажа комплексная ЭК-1 (Рис. 5.1) служит для исследования нефтяных и газовых скважин методом бокового каротажного зондирования (БКЗ), измерения потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кажущегося удельного сопротивления (КС), резистивиметрии и кавернометрии.

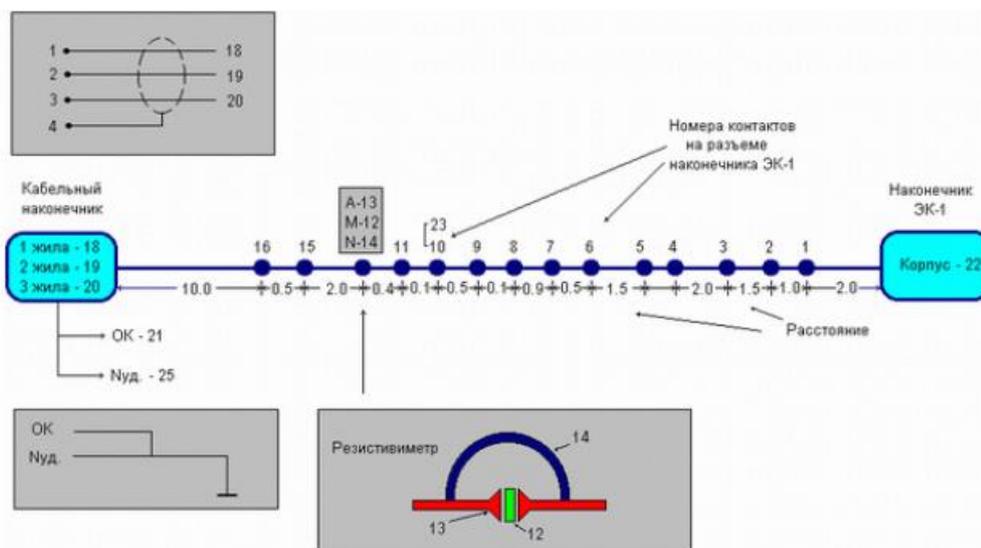


Рисунок 5.1 – Прибор ЭК-1

Таблица 5.2 – Характеристика прибора ЭК-1

Диаметр	90 мм
Длина (без каверномера)	25,79 м
Длина (с каверномером)	28,00 м
Масса электронного блока	80 кг
Масса электромеханического блока	50 кг
Общая масса (с зондом БКЗ)	210 кг

Индукционный картаж (ИК) измеряет удельную электрическую проводимость горных пород с помощью индуцированных (наведенных) токов. В скважину опускается зонд 7И1,6, который состоит из генераторной (Г) и измерительной (И) катушек. Расстояние между ними является длиной зонда. Для проведения индукционного каротажа будет использоваться прибор АИК-5. Измерения будут проводиться в масштабе 1:200. Масштаб записи 25 мСм/см, скорость регистрации 2000 м/ч.

Аппаратура индукционного каротажа АИК-5 (Рис. 5.2) создана для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин методом электромагнитного (индукционного) каротажа, с одновременной регистрацией активной и реактивной составляющих сигнала.

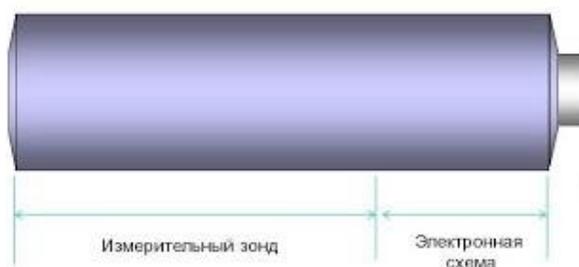


Рисунок 5.2 – Прибор АИК-5

Таблица 5.3 – Характеристика прибора АИК-5

Температуры окружающей среды	150°С
Гидростатическое давление	150 МПа
Длина скважинного прибора	3500 мм
Диаметр	90 мм
Масса	60 кг

Для применения *акустического каротажа (АК)* будет использоваться аппаратура СПАК-6, проводящийся в масштабе 1:200. Масштаб записи 0,75 мкР/час/см, скорость регистрации не должна превышать 1000 м/ч.

Аппаратура акустического каротажа СПАК-6 (Рис. 5.3) предназначена для измерения и регистрации кинематических и динамических характеристик упругих волн в нефтяных и газовых скважинах.

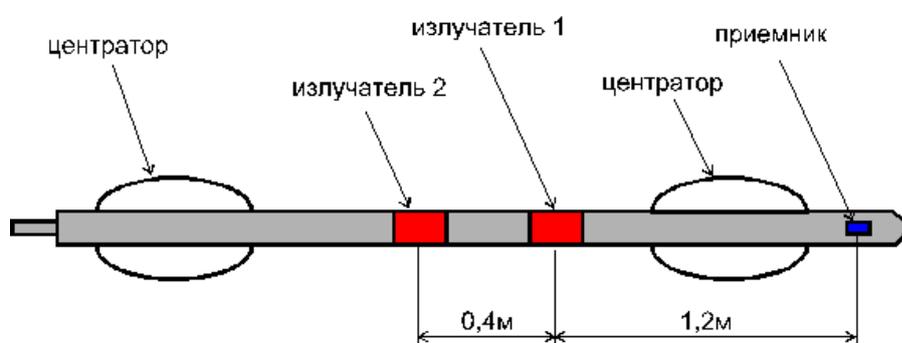


Рисунок 5.3 – Прибор СПАК-6

Таблица 5.4 – Характеристика прибора СПАК-6

Температуры окружающей среды	115°С
Гидростатическое давление	100 МПа
Длина скважинного прибора	3527 мм
Диаметр	90,3 мм
Масса	75 кг

Для радиоактивного метода *гамма-каротажа (ГК)* и нейтронных методов *нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)* и *нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)* будет применяться аппаратура СРК, измерения будут проводиться в масштабах 1:500 и 1:200. Масштаб записи ГК – 0,75 γ /см, ННК-т – 0,2-0,4 ус.ед./см. скорость регистрации 400-800 м/ч.

Прибор СРК (Рис. 5.4) предназначен для исследования нефтяных и газовых скважин методами двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и надтепловым нейтронам (2ННК_Т и 2ННК_{НТ}) и гамма-каротажа (ГК).

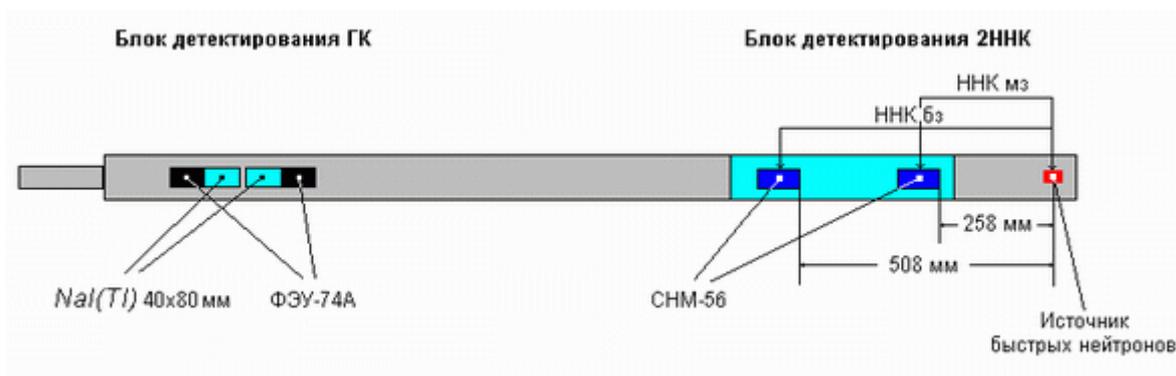


Рисунок 5.4 – Схема прибора СРК

Таблица 5.5 – Характеристика прибора СРК

Температура окружающей среды	от -10 до 120°С
Гидростатическое давление	120 Мпа
Длина	не более 2.91 м
Диаметр	не более 90 мм
Масса	не более 80 кг

Инклинометрия будет выполняться на аппаратуре ИМММ, измерения будут проводиться в масштабе 1:500. Шаг измерения 25 м.

Инклинометр ИМММ 73–120/60 (инклинометр магнитометрический многоточечный) предназначен для технологических измерений азимута и зенитного угла скважин, с выводом результатов измерений на цифровое табло и на внешнюю систему записи и обработки данных инклинометрии, автоматически вносимая поправки и рассчитывающая траекторию скважины (Рис 5.5).

Областью применения являются эксплуатационные бурящиеся необсаженные скважины на нефть и газ глубиной до 5000 м. для измерения азимута и зенитного угла, а также только для измерения зенитного угла скважины обсаженные скважины с диаметром обсадных колонн 125 мм и более.



Рисунок 5.5 – Блок-схема прибора ИМММ с наземным прибором

В подъемнике или в каротажной станции устанавливается наземный прибор. На каротажном кабеле в скважину опускается под собственным весом скважинный прибор, состоящий из электронного блока, блока датчиков и наконечника. Наконечник служит для

увеличения длины и веса скважинного прибора при большой кавернозности скважины и плохой проходимости прибора. Для измерения азимута и зенитного угла скважины, а также локации стальных замковых соединений предназначен скважинный прибор. Измеренный параметр в коде переходит по кабелю в наземный прибор.

Наземный прибор предназначен для приема и индикации на световом табло измеренной информации, управления режимом измерения и питания скважинного прибора.

Таблица 5.6 – Характеристика прибора ИМММ

Диапазон рабочих температур	от -10 до 120°С
Гидростатическое давление	60 Мпа
Диаметр	73 м
Длина	2710 мм
Масса	25 кг

Микрозондирование (МКЗ) будет выполняться микроградиентзондом (МГЗ) А0.025 М0.025N и микропотенциалзондом (МПЗ) А0.05М. Будет применяться аппаратура МК-УЦ. Измерения будут выполняться в масштабе 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом·м/см.

Прибор МК-УЦ (Рис. 5.6) используется для проведения геофизических исследований нефтяных и газовых скважин методами микрозондирования (МКЗ).



Рисунок 5.6 – Прибор МК-УЦ

Таблица 5.7 – Характеристика прибора МК-УЦ

Диапазон рабочих температур	от 5 до 120°С
Гидростатическое давление	100 Мпа
Диаметр	130 мм
Длина	4,66 м
Масса	145 кг

Для проведения геофизических исследований в нефтяных и газовых скважинах будет использоваться каротажная станция «КЕДР-02» (Рис. 5.7). «КЕДР-02» представляет собой серию компьютеризированных малогабаритных каротажных лабораторий, предназначенных для проведения комплексных геофизических исследований в процессе разведки, бурения, освоения и эксплуатации скважин. Станция служит для сбора, визуализации и первичной обработки информации, поступающей от скважинной геофизической аппаратуры, без использования наземных панелей и источников питания.

Станция «КЕДР-02» состоит из геофизического блока (БГФ), блока коммутации (БК), универсального источника питания (УИП), источника бесперебойного питания (ИБП) и плоттера (ПЛ02), [8].



Рисунок 5.7 – Каротажная станция «КЕДР-02»

5.2 Интерпретация геофизических данных

Геологическая интерпретация бывает оперативная и сводная. Оперативную геологическую интерпретацию данных выполняют на стадии окончания скважинных работ. Сводная интерпретация осуществляется на этапе подсчета запасов нефти и газа. Основными целями оперативной интерпретации является выделение коллекторов и эффективных толщин, определение удельного электрического сопротивления, определение характера насыщения пластов-коллекторов, определение физико-емкостных свойств (коэффициента пористости, нефтегазонасыщения и проницаемости). Оперативная интерпретация содержит следующие стадии:

- редактирование и первичный контроль качества цифровых данных на скважине;
- интерпретация данных промежуточных исследований;
- интерпретация и окончательный контроль качества данных после заключительных исследований;
- подготовка промежуточных (предварительных) и окончательного оперативного заключения по результатам ГИС, [7].

Выделение коллекторов и эффективных толщин

Для выделения коллекторов и их эффективных толщин используются следующие качественные признаки:

- сужение диаметра ствола скважины, вследствие образования глинистой корки;

- превышение показаний МПЗ над показаниями МГЗ;
- наличие радиального градиент сопротивления;
- по показаниям методов ПС и ГК присутствуют отрицательные аномалии.

Для того чтобы правильно определить эффективные толщины коллекторов $h_{эф}$ следует точно установить нижние пределы коллектора. По результатам выделения коллекторов оценивается эффективная толщина пластов-коллекторов ($\Sigma h_{эф}$ – суммарная, $\Sigma h_{эф,н}$ – нефтенасыщенная, $\Sigma h_{эф,г}$ – газонасыщенная).

Эффективная толщина ($h_{эф}$) пласта-коллектора – это суммарная толщина всех прослоев в пределах пласта, установленная признаками коллекторов, т.е.:

$$h_{эф} = h_{пл} - h_{вк},$$

где $h_{пл}$ – общая толщина пласта, $h_{вк}$ – суммарная толщина прослоев неколлекторов в пласте. При подсчете запасов нефти и газа для каждого продуктивного разреза подтверждаются признаки и критерии коллекторов, а также неколлекторов. Минимальная толщина прослоев-коллекторов, выделяемых по материалам ГИС, равна 0,4 м.

Определение удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород является важнейшим геофизическим параметром для выделения продуктивных пластов.

Вопросы определения УЭС пластов с толщинами $H_{пл}$ более 2 метров в настоящее время решаются удовлетворительно по комплексу стандартных методов - зондов БКЗ, БК и фокусированных зондов ИК. В условиях тонкослоистого разреза с прослоями плотных пород могут быть допущены значительные погрешности при определении УЭС.

УЭС будет определяться по данным БКЗ, и ИК в модуле электрметрии программного комплекса «Геопоиск». Разделение коллекторов по нефтенасыщенности будет проводиться на основании полученных критериев УЭС.

Программный продукт, разработанный в ТФ ФГУП СНИИГГиМС позволяет определить гидропроводность пласта $\mathcal{E} = 0,37$ Дсм/сПз и вертикальную плотность запасов $П_3 = mhK_{нт}$, которая в нашем случае равна:

$$mhK = 39,7\text{см}$$

Для выполнения расчетов будут использованы значения следующих параметров:

- вязкость нефти $\mu_n = 1,34$ сПз;
- коэффициент упругости нефти $\beta_n = 4,279 \cdot 10^{-5} 1/\text{атм}$;
- коэффициент усадки $b = 1,14$.

По полученному значению комплексного параметра $\mathcal{E} = \frac{kh}{\mu} = 0,37 \frac{\text{Дсм}}{\text{сПз}}$, при толщине пласта $h = 4,6$ метра и вязкости нефти в пластовых условиях $\mu_n = 1,34$ сПз, величина проницаемости составляет $K_{пр} = 1,1$ мД ($\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$).

Определение характера насыщения пластов

Определение характера насыщения коллекторов подразделяет их на водоносные и продуктивные (газонасыщенные и нефтенасыщенные).

Установление положения контакта и оценка характера насыщения коллекторов основаны на определении удельного электрического сопротивления породы (ρ_n) и сравнении его с известными критическими величинами ($\rho_n^{пр}$). Существует два способа определения значений критических удельных сопротивлений:

1. Основывается на сопоставлении величин удельных электрических сопротивлений ρ_n с коэффициентом пористости по опробованным интервалам. Для этого по интервалам с однофазным притоком флюида строится сопоставление ρ_n и K_p , на основании которого устанавливаются критические значения УЭС, выше которых при испытании получают безводные притоки углеводородов во всем диапазоне изменения ФЕС.

2. Расчетный способ. Базируется на знании критической водонасыщенности (k_v^*). Величина k_v^* обычно устанавливается по результатам капилляриметрических измерений на керне и соответствующих расчетов, выполненных по общепринятым алгоритмам.

В зависимости от наличия или отсутствия достаточного количества испытанных водоносных и продуктивных интервалов, а также специальных петрофизических исследований при оценке характера насыщения используется тот или иной способ оценки критических величин ($\rho_n^{пр}$).

Определение фильтрационно-емкостных свойств (коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости коллектора)

Определение глинистости коллекторов ($K_{гл}$). Глинистость будет определяться по ГК, подсчитанной по формуле Стейбера:

$$K_{гл} = (0,5 \cdot (1,01 - \alpha_{пс})) / (1,5 - (1,01 - \alpha_{пс}))$$

Критерием выделения коллекторов была принята глинистость меньше 0,3.

Оценка коэффициента пористости (K_n). Коэффициент пористости будет проводиться по акустическому каротажу по зависимости В. И. Добрынина:

$$K_n = ((DT - DT_{ск}) / (DT_{ж} - DT_{ск})) - (K_{гл} \cdot ((DT_{гл} - DT_{ск}) / (DT_{ж} - DT_{ск}))),$$

где $DT_{ск} = 172$ мкс/м; $DT_{ж} = 620$ мкс/м.

$DT_{гл}$ будет определяться по скважине в интервале не размытых глин.

Водородосодержание будет проводиться к общей пористости, следующим уравнением:

$$K_{по} = \omega_{\Sigma} - \omega_{св} \cdot K_{гл},$$

где ω_{Σ} – суммарное водородосодержание; $\omega_{св}$ – водородосодержание связанной воды ($\omega_{св} = 0,34$); $K_{гг}$ – объемная глинистость.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности коллектора

В нефтегазоводонасыщенных породах сумма объемов пор, занятых нефтью, газом и водой, равна общему объему порового пространства пород. Отсюда следует соотношение: $K_{в} + K_{н} + K_{г} = 1$, где $K_{в}$ – коэффициент водонасыщенности, $K_{н}$ – коэффициент нефтенасыщенности и $K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности.

Коэффициент нефтенасыщенности будет определяться единственным методом – по акустическому каротажу. Так как средняя величина пористости, определенная этим методом, занижена, то значение коэффициента нефтенасыщенности принимаем, как среднее из двух приведенных в этой таблице величин: $K_{нт} = 0,56$.

Проницаемость пород делят:

– абсолютная (проницаемость пористой среды или однородной жидкости при отсутствии физико-химического воздействия между жидкостью и пористой средой и при условии полного заполнения пор среды газом или жидкостью). Абсолютная проницаемость будет определяться на основании закона Дарси по уравнению:

$$q_{\phi} = \frac{k \Delta P}{\eta L} \cdot F,$$

где q_{ϕ} – объемный расход флюида (дебит), м³/с; k – проницаемость пористой среды, м²; η – динамическая вязкость флюида, Па·с; $\Delta P = P_1 - P_2$ – перепад давления, Па; L – длина образца пористой среды, м; F – площадь фильтрации, м².

Проницаемость определяется как:

$$k = \eta \frac{q_{\phi} \cdot L}{\Delta P \cdot F}$$

Единица проницаемости называемая Дарси (Д).

– эффективная (фазовая) (проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы – жидкой или газообразной);

– относительная (проницаемость равна отношению эффективной проницаемости к абсолютной однофазной).

Хорошо проницаемые породы: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты. Плохо проницаемые породы: глины, глинистые сланцы, песчаники с глинистой цементацией.

6 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

6.1 PS Platform

PS Platform – компактный измерительный инструмент для эксплуатационных скважин, также позволяет получать данные о потоке от группы интегрированных датчиков.

Измерительный инструмент для эксплуатационных скважин PS Platform позволяет получить более полную информацию о гидравлическом режиме скважины, значительно повысив достоверность диагностики добычи.

Инструмент для построения изображений Flow-Caliper системы PS Platform объединяет новые датчики, которые осуществляют важнейшие измерения скорости потока на расстоянии всего лишь 16 дюймов (40 см) от низа инструментальной колонны (Рис 6.1).

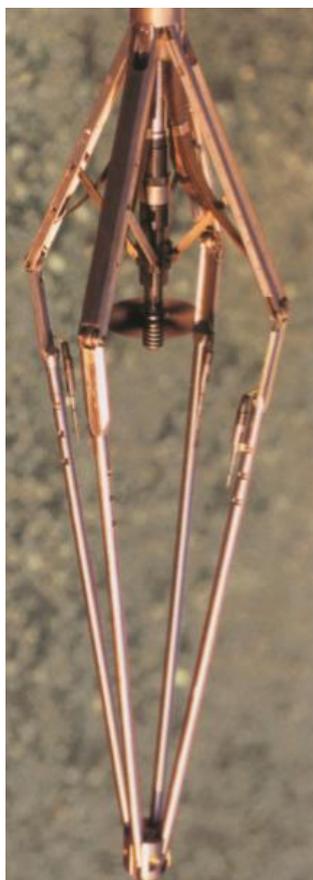


Рисунок 6.1 – Прибор PS-Platform

В дополнение к традиционным измерениям в ходе каротажа в эксплуатационных скважинах, осуществляемым с помощью приборов гамма-каротажа, муфтового локатора, а также датчиков давления и температуры, этот новейший измерительный прибор обеспечивает с помощью скважинного каверномера X-Y независимые измерения размеров

и геометрических параметров ствола скважины, а при использовании кварцевых или тензометрических манометров дает возможность провести дополнительное измерение давления в важнейших скважинах сложного профиля.

Новые датчики определяют объемное содержание воды, а подсчет количества пузырьков обеспечивает простую и надежную оценку скорости потока углеводородов, позволяя точно выявлять места притока флюидов и помогая разрабатывать экономичные ремонтные операции. В компактной инструментальной колонне PS Platform одни и те же датчики используются для получения данных измерений в режиме реального времени или с сохранением в памяти, что приводит к снижению материальных затрат.

Свойства:

- встроенный вертушечный расходомер с каверномером X-Y и интегрированным датчиком объемного содержания воды;
- датчик относительного азимута;
- передовые кварцевые или тензометрические датчики давления;
- применение в высокоскоростном телеметрическом режиме или режиме с запоминанием;
- высокая коррозионная стойкость (включая соответствие требованиям NACE);
- соответствие экологическим требованиям Класса 6;
- общие датчики для применения в режимах реального времени и запоминания;
- важные измерения объемного содержания воды, скорости и профиля скважины на расстоянии 16 дюймов (40 см) от забоя скважины
- независимые измерения каверномера диаметра и геометрических параметров ствола скважины
- высококачественные данные о давлении

Достоинства:

- повышение достоверности анализа результатов испытаний скважин;
- повышение точности определения значений расходов в скважине;
- прямые измерения объемного содержания воды;
- измерения плотности с помощью системы Gradiomanometer*, свободные от влияния струи бурового раствора;
- надежность датчиков на уровне приборов для каротажа в процессе бурения;
- сокращение рабочего времени и потерь времени;

- снижение требований к мачте или крану.

Сферы применения:

- двух- и трехфазные профили потока с дополнительной оценкой потока углеводородов;
- каротаж в эксплуатационных горизонтальных или искривленных скважинах;
- ремонтные операции с использованием выявленных мест поступления воды и углеводородов;
- каротаж в скважинах с ограниченной высотой на поверхности;
- усовершенствованные испытания скважин.

6.2 Сочетание надежности с новыми технологиями датчиков в объединенной системе

В конструкции системы PS Platform зонд для базовых измерений объединен с новейшими датчиками каротажа. В результате появилась возможность выполнять измерения объемного содержания воды и подсчет количества пузырьков углеводородов, а также для непрерывного формирования изображений в условиях, обычно не способствующих проведению традиционных измерений плотности флюидов. С использованием интегрированных датчиков, некоторые из наиболее важных измерений параметров потока, таких как скорость и объемное содержание воды, а также размеров ствола скважины теперь можно осуществлять на расстоянии только в 16 дюймов (40 см) от низа инструментальной колонны. Это дает реальное преимущество в процессе каротажа скважин с зумпфами меньшей глубины.

Длина инструмента и конструкция соответствующего оборудования для его проводки обеспечивают доступ в скважины почти с любым искривлением, а применение технологии каротажа в процессе бурения позволяет выйти на новые стандарты надежности внутрискважинного оборудования. Тщательный процесс аттестации оборудования, предусматривающий испытания с циклическим изменением давлений и температур в течение 1000 часов, а также обширные испытания на удар и вибрации по трем осям, способствует значительному сокращению вероятности потерь времени. Датчики являются настолько стабильными, что калибровка на буровой не требуется.

6.3 Сбор данных

Сбор высокоточных данных производится в режиме реального времени или с сохранением данных в памяти, а датчики PS Platform могут работать с использованием одножильного, коаксиального кабеля или скребковой проволоке. В случае использования

скребковой проволоки данные запоминаются при нахождении инструмента в скважине и выгружаются из памяти на поверхности. Каждый датчик можно запрограммировать на получение до 10 точек данных в секунду, а в режиме запоминания в памяти можно записать более 100 часов непрерывной последовательности данных. Низкое потребление мощности, передовая в техническом отношении электронная аппаратура и большой объем памяти открывают возможности использования для применения колонны PS Platform в сложных комбинациях с другими инструментами для каротажа в эксплуатационных скважинах вне зависимости от того, используется ли вариант с телеметрией и источником питания или с батареями и регистратором.

В состав системы PS Platform входят базовый измерительный зонд, инструмент Gradiomanometer и инструмент для построения изображений FlowCaliper, общая длина которых составляет только 18,5 фута (5,6 м). Необязательный держатель UNIGAGE* позволяет проводить дополнительное измерение давления в скважинах сложного профиля. Утяжеляющие штанги со щелевидными отверстиями и роликовые переводники значительно облегчают работу в сильно искривленных скважинах (Рис 6.2).

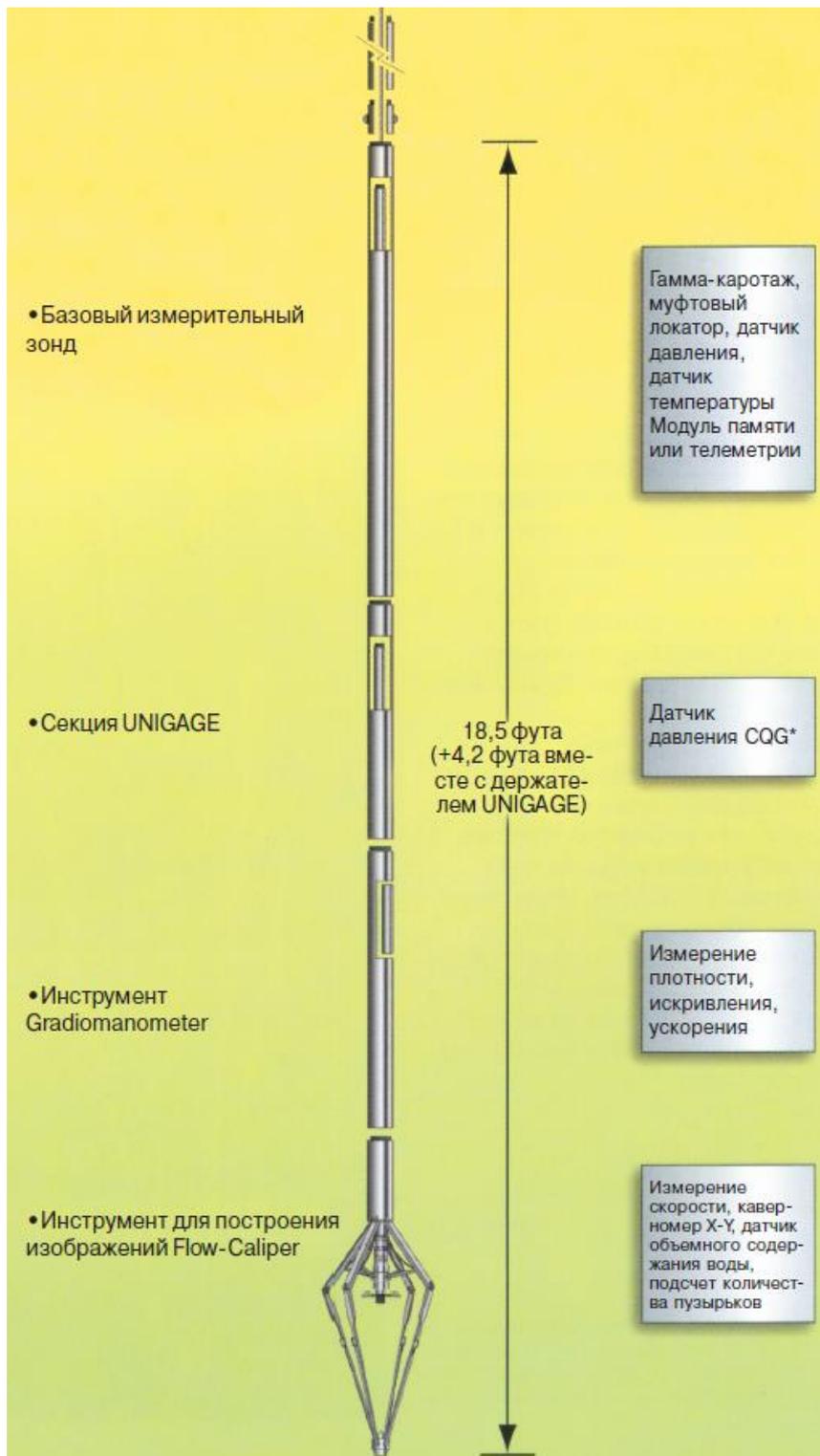


Рисунок 6.2 – Состав системы PS Platform

6.4 Пример применения

Систему PS Platform спустили в скважину с обсадной колонной диаметром 5 дюймов, отклонением от вертикали 31° и нежелательной добычей воды и газа. Требовалось получить профиль потока и определить места поступления воды и газа.

Каротаж скважины производился с помощью колонны в составе одной утяжеляющей штанги, базового измерительного зонда PS Platform, оборудованного телеметрическим модулем и тензометрическим датчиком Sapphire*, инструмента для построения изображений Flow-Caliper системы PS Platform и, поскольку ожидался трехфазный поток, датчика Gradiomanometer. Общее время выполнения операции составило 3 часа.

Термометр сильно отреагировал на верхние два места поступления флюидов, а подсчет количества пузырьков дал еще более четкие указания на места поступления углеводородов, чем вертушечный расходомер. Данные каверномера X-Y четко указали на наличие твердых отложений и коррозии обсадной колонны, а также возможных повреждений от операций перфорирования на отметках 640 футов и 320 футов.

Трехфазный профиль потока дал убедительные ответы на первоначальные вопросы.

Первый приток является следствием поступления флюидов на глубине, на несколько футов превышающей конечную глубину скважины (645 футов), и вызывает добычу 800 баррелей воды в сутки и 150 баррелей нефти в сутки.

Второе место поступления флюидов (440 футов) также приводит к добыче воды и нефти: 2200 баррелей воды в сутки и 500 баррелей нефти в сутки.

Третье место поступления флюидов (320 футов) не вызывает добычи воды, но приводит к добыче большого количества газа и 2000 баррелей нефти в сутки.

На основе этой интерпретации была проведена переоценка других скважин этой площади для определения того, имеется ли указанный нижний интервал (645 футов) и можно ли его закончить, повысив добычу. После откачки столба жидкости, находившегося в стволе одной из скважин, этот интервал был перфорирован, и первоначальный суточный дебит удалось увеличить на 500 нормальных баррелей нефти, приведенных к стандартным условиям на поверхности. В настоящее время еще три скважины, находящиеся на этой площади, подготавливают к заканчиванию в указанном интервале. Без данных, полученных с использованием системы PS Platform, этот интервал не подвергался бы испытаниям и был бы списан как непродуктивный.

Система PS Platform дает ответы на вопросы об эксплуатационных скважинах, позволяя получать на буровой точные значения расходов нефти, газа и воды. Изображения количества пузырьков и объемного содержания воды обеспечивают более четкое выявление мест поступления флюидов, чем измерения с помощью вертушечных расходомеров Gradiomanometer (Рис. 6.3).

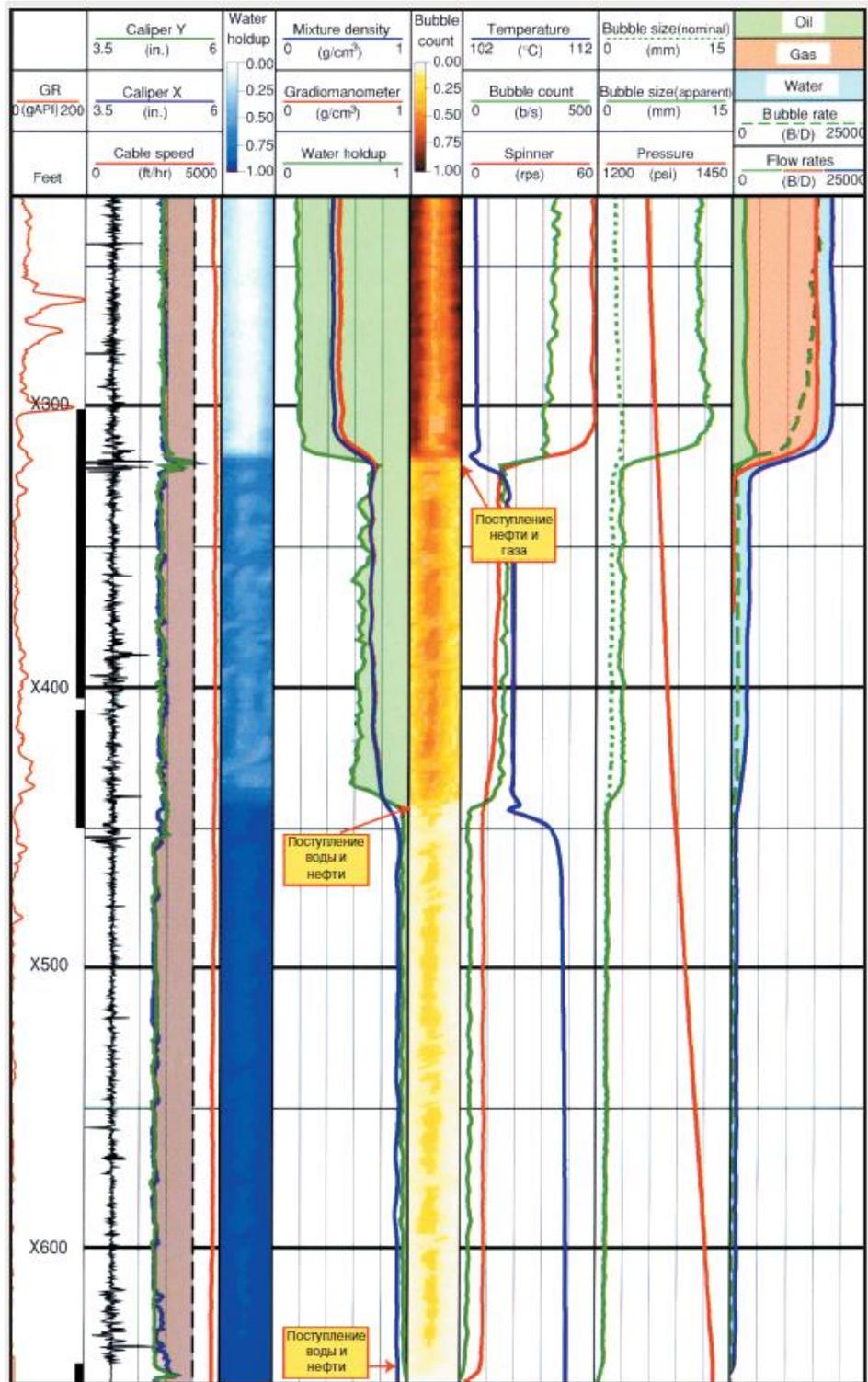


Рисунок 6.3 – Пример интерпретации

6.5 Техническая характеристика прибора PS Platform

Технические характеристики прибора PS Platform представлены в табличных формах (Таблицы 6.1 и 6.2).

Таблица 6.1 – Технические характеристики прибора PS Platform

Максимальное давление	15000 фунтов/дюйм ² (1035 бар)
Максимальная температура	300°F (150°C)
Максимальный НД инструмента (без роликов)	1-11/16 дюйма (43 мм)
Максимальный НД инструмента (с роликами)	2-1/8 дюйма (54 мм)
Устойчивость к ударам	По Классу 6
Стойкость к воздействию H ₂ S	Согласно требованиям NACE

Таблица 6.2 – Технические характеристики прибора PS Platform

Оборудование	Длина	Измерение	Точность	Разрешение
Базовый измерительный зонд	8,3 фута (2,52 м)	Давление (тензодатчик) Давление (кварцевый датчик) Температура	±6 фунтов/дюйм ² (0,4 бар) ±1 фунт/ дюйм ² ±0,01% полной шкалы 1,8°F (±1°C)	0,1 фунта/дюйм ² (0,007 бар) 0,01 фунта/дюйм ² (0,0007 бар) 0,01°F (±0,006°C)
Инструмент Gradiomanometer	4,7 фута (1,45 м)	Плотность флюида	±0,04 г/см ³	0,002 г/см ³
Инструмент для построения изображений FlowCaliper	5,2 фута (1,59 м)	Расходомер Каверномер X-Y Объем. содержание воды Количество пузырьков Относительный азимут	 0,2 дюйма (5 мм) 5%(2% Нw>90%) 10% в фазе с постоянным содержанием нефти 10% (в размере пузырьков>0,04 дюйма (1 мм)) ±6°	2 фута/мин (0,6 м/мин) 0,04 дюйма (0,1 мм)
Держатель UNIGAGE	4,2 фута (1,27 м)	Давление (кварцевый датчик)	±1 фунт/ дюйм ² (0,07 бар) ±0,01% полной шкалы	±1 фунт/дюйм ² (0,0007 бар)

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

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Потуремской Анастасии Викторовне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	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>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно, применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- районный коэффициент – 1,3; - коэффициент доплат – 12%; - накладные расходы – 16%; - норма амортизации 15%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
<i>Формирование плана и графика разработки проекта</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта
<i>Планирование и формирование бюджета проекта</i>	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Календарный план график проведения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Потуремская Анастасия Викторовна		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для успешного развития любой компании необходимо определить потенциальных потребителей ее деятельности. Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – это сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Сегмент рынка – это определенная часть рынка или группа потребителей, которая обладает одним или несколькими общими признаками. Таким образом, сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар. Поскольку нужды и потребности каждого уникальны, значит, каждый может потенциально представлять собой отдельный сегмент рынка. Существуют географические (государство, регион, город и т.д.), демографические (пол, возраст, раса, образование, уровень дохода и пр.), психографические (общественный класс, образ жизни), поведенческие (отношение к товару, знания и пр.) и иные, в том числе, комбинированные критерии сегментирования рынка потребителей.

Для нефтяных компаний важным критерием сегментации является географический критерий, поскольку не каждая территория нашей страны обладает нефтегазовыми ресурсами. Так, например, по разведанным запасам Россия находится на втором месте после Саудовской Аравии. Крупнейшей ресурсной областью (порядка 70% от общего объема извлекаемых ресурсов) считается Западно-Сибирская нефтяная база, которая включает территорию Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Доля экономических районов России в добыче нефти представлена на рисунке 7.1.



Рис. 7.1 – Доля экономических районов России в добыче нефти

Сегменты нефтяной отрасли можно разделить на три части:

1. Разведка и добыча («апстрим»). Эти компании ведут разведку, бурение, разработку и добычу нефти и газа из недр. Для этого вида деятельности характерен высокий уровень риска, поскольку отсутствует гарантия рентабельного обнаружения и добычи нефти и газа. Данный сегмент является капиталоемким, поскольку бурение и добыча нефти и газа могут быть очень дорогими, и требует наличия большого количества оборудования и крупных промышленных объектов для извлечения нефти и газа, их обработки и переработки. Компании, ведущие разведку и добычу нефти обычно продают добытую ими сырую нефть связанной с ними компании, отвечающей за сбыт нефти.

2. Трубопроводы и логистика («мидстрим»). Эти компании осуществляют транспортировку нефти и газа из мест их добычи на различные рынки сбыта или другим покупателям, которые поставляют их далее, на удаленные рынки. Поставщик или покупатель обычно оплачивает транспортные расходы за пределами места добычи и принимает на себя риск ценовых изменений в связи с последующей торговлей или сбытом нефти.

3. Переработка и сбыт («даунстрим»). Компании переработки и сбыта закупают сырую нефть у добывающих компаний или заключают договоры на первичную обработку и транспортировку сырой нефти за свой счет от места добычи к НПЗ, где ее можно превратить в продукты переработки, такие как дизельное топливо, бензин, продукты нефтехимии. Или же они просто продают сырую нефть другой торговой организации. Трейдинговые компании в составе сегмента переработки и сбыта принимают на себя ценовой риск от добывающих компаний и защищают их от нестабильности цен и неопределенности рынка, связанной с ценовыми краткосрочными колебаниями после момента добычи нефти. Сегмент переработки и сбыта может существовать самостоятельно или входить в состав крупной международной нефтегазовой компании, что является преобладающей практикой в России.

Все вертикально интегрированные нефтегазовые компании действуют в рамках, по крайней мере, двух из этих сегментов.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны и разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках: технические характеристики

разработки, конкурентоспособность разработки, уровень завершенности научного исследования, бюджет разработки, уровень проникновения на рынок, финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Приведем пример данного анализа с помощью оценочной карты:

Таблица 7.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Модернизованность геофизических приборов	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3	2	0,75	0,45	0,3
3. Надежность	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
4. Безопасность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность исследования	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
2. Цена	0,18	4	5	4	0,72	0,9	0,72
3. Финансирование проекта	0,05	2	4	3	0,1	0,2	0,15
4. Наличие сертификационной разработки	0,02	5	4	5	0,1	0,08	0,1
Итого:	1	40	37	28	4,57	4,08	3,27

Позиция оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

Для примера рассчитаем конкурентоспособность данного проекта:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,18 \cdot 4 + 0,05 \cdot 2 + 0,02 \cdot 5 = 4,57$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,57, в то время как по двум аналогичным проектам – 4,08 и 3,27 соответственно. Проект конкурентоспособен и имеет ряд преимуществ по нескольким параметрам: модернизированность геофизических приборов, удобство в эксплуатации, безопасность, наличие сертификационной разработки, энергоэкономичность.

7.1.3 SWOT – анализ

SWOT Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны: С1. Заявленная экономичность и надежность технологии. С2. Квалифицированные сотрудники С3. Простота применения С4. Использование передовых методов и технологий С5. Унифицированность разработки</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Наличие конкурентов Сл2. Отсутствие спонсорского финансирования Сл3. Удаленность потенциальных потребителей Сл. 4 Длительный срок поставок материалов и комплектующих для бурения скважины</p>
<p>Возможности: В1. Использование результатов ранее проведенных работ по изучению территории для освоения новых запасов нефти и газа В2. Повышение стоимости конкурентных разработок В3. Появление дополнительного спроса на разработку</p>		
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на разработку У2. Развитая конкуренция технологий производства У3. Несвоевременное финансовое обеспечения разработки У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (что означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если сомневается, что поставить «+» или «-». Проект интерактивной матрицы представлен в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	В1	-	-	-	+	-
	В2	+	+	+	+	+
	В3	+	+	+	+	+
Угрозы проекта	У1	+	+	+	+	+
	У2	+	+	+	+	+
	У3	0	-	-	0	0
	У4	0	-	-	0	0
Слабые стороны проекта						
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	
Возможности проекта	В1	+	-	0	0	
	В2	0	-	-	-	
	В3	+	-	-	-	
Угрозы проекта	У1	-	-	0	0	
	У2	-	-	-	-	
	У3	-	-	0	-	
	У4	+	-	0	-	

Из представленной таблицы можно обозначить сильно коррелирующие сильные стороны и возможности, или слабые стороны и возможностей и т.д. Так, например, коррелирующие сильные стороны и возможности можно записать так: В1С1С3С5, В2С2, В3С1С2С4С5 и т.д.

После того как определены факторы, необходимо ответить на главный стратегический вопрос: каким образом можно использовать сильные стороны и возможности среды, для того, чтобы справиться с недостатками и быть готовым ответить на возможные угрозы? На эти вопросы можно ответить с помощью итоговой матрицы SWOT анализа, которая составляется на третьем этапе.

Таблица 7.4 – Итоговая матрица SWOT- анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Заявленная экономичность и надежность технологии. С2. Квалифицированные сотрудники С3. Простота применения С4. Использование передовых методов и технологий С5. Унифицированность разработки</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Наличие конкурентов Сл2. Отсутствие спонсорского финансирования Сл3. Удаленность потенциальных потребителей Сл. 4 Длительный срок поставок материалов и комплектующих для бурения скважины</p>
<p>Возможности: В1. Использование результатов ранее проведенных работ по изучению территории для освоения новых запасов нефти и газа В2. Повышение стоимости конкурентных разработок В3. Появление дополнительного спроса на разработку</p>	<p>Экономичность, надежность технологий и простота применения разработки может вызвать спрос на нее, это приведет к увеличению спонсоров, а унифицированность НИР может уменьшить конкурентоспособность других разработок.</p>	<p>Данные результаты НИР, можно применять и для других нефтепродуктов, что дает большое пространство для дальнейших исследований. Помощь в финансировании проекта могут оказать инновационные инфраструктуры</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на разработку У2. Развитая конкуренция технологий производства У3. Несвоевременное финансовое обеспечения разработки У4. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин</p>	<p>Использование передовых методов и технологий, простота в применении и адекватность математической модели могут повысить спрос и конкуренцию разработки</p>	<p>Длительный срок поставок материалов и комплектующих, необходимые для бурения скважины и удаленность потенциальных потребителей приведет к отсутствию спроса</p>

7.2 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Существует несколько альтернатив, т. е. при любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели. Выше были описаны методы, позволяющие выявить и предложить возможные альтернативы проведения исследования и доработки результатов. Приведенные в предыдущих пунктах методы в основном ориентированы на совершенствование результатов научного проектирования, находящегося на стадии разработки. Обычно, используя морфологический подход, можно предложить не менее трех основных вариантов совершенствования разработки или основных направлений научного исследования. Морфологический подход заключается в исследовании всех выявленных альтернатив, которые вытекают из закономерностей

строения (морфологии) объекта исследования. Такой подход охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. С помощью комбинации вариантов получают большое количество различных решений, многие из которых представляют практический интерес.

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Следовательно, разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Проще всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Морфологическая матрица альтернатив

	1	2	3
А. Направление скважины	Вертикальная	Горизонтальная	Наклонная
Б. Вид бурового раствора	Глинистый раствор	Эмульсионный раствор	Техническая вода
В. Вид обсадной колонны	Кондуктор	Промежуточный	Эксплуатационный

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделим три наиболее перспективных пути развития разрабатываемой схемы снабжения: 1.) А1Б1В3; 2.) А2Б1В1; 3.) А3Б1В2.

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы. Первый вариант является наиболее приемлемым, так как содержит в себе высокую надежность и экономичность.

7.3 Планирование научно-исследовательских работ

7.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Перечень этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.6.

Таблица 7.6 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
	3	Выбор направления исследований	Научный руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение района исследования	Студент

Продолжение таблицы 7.6

	6	Анализ ранее проведенных работ геофизических исследований	Студент
	7	Построение физико-геологической модели объекта исследования	Студент
	8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Студент
	9	Выбор методики и техники проектных геофизических работ	Студент
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка качества полученных результатов	Научный руководитель, студент
	11	Определение целесообразности проведения исследования	Научный руководитель, студент
	12	Оформление пояснительной записки	Студент
	13	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

7.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ применяется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max i}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; t_{\min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы чел.-дн.; $t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.; $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчетов представлены в таблице 7.7.

7.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Согласно данным производственного календаря на 2020 год, количество календарных дней составляет 366 дней, из них количество выходных и праздничных – 118. Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 104 - 14} = 1,47,$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 7.7. Основываясь на полученную таблицу, строим календарный план-график для максимального по длительности исполнения работ (таблица 7.8).

Таблица 7.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители, количество	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} чел.-дни			t_{max} чел.-дни			$t_{ож}$ чел.-дни				исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3							
Составление и утверждение технического задания	2	3	2	5	7	8	3,2	4,6	4,4	Научный руководитель	3,2	4,6	4,4	4,704	6,762	6,468
Подбор и изучение материалов по теме	6	7	7	9	8	10	7,2	7,4	8,2	Студент	7,2	7,4	8,2	10,584	10,878	12,054
Выбор направления исследований	5	6	6	7	8	9	5,8	6,8	7,2	Научный руководитель, студент	2,9	3,4	3,6	4,263	4,998	5,292
Календарное планирование работ по теме	4	5	7	8	9	8	5,6	6,6	7,4	Научный руководитель	5,6	6,6	7,4	8,232	9,702	10,878
Изучение района исследования	7	8	9	11	12	14	8,6	9,6	11	Студент	8,6	9,6	11	12,642	14,112	16,17
Анализ ранее проведенных ГИС	3	5	4	7	8	10	4,6	6,2	6,4	Студент	4,6	6,2	6,4	6,762	9,114	9,408
Составление ФГМ	3	4	5	7	9	8	4,6	6	6,2	Студент	4,6	6	6,2	6,762	8,82	9,114
Выбор и обоснование положения проектной скважины	5	8	7	10	11	13	7	9,2	9,4	Студент	7	9,2	9,4	10,29	13,524	13,818
Выбор методики и техники проектных геофизических работ	6	7	8	10	11	12	7,6	8,6	9,6	Студент	7,6	8,6	9,6	11,172	12,642	14,112
Оценка качества полученных результатов	5	6	8	12	11	14	7,8	8	10,4	Научный руководитель, студент	3,9	4	5,2	5,733	5,88	7,644
Определение целесообразности проведения процесса	15	17	18	20	21	19	17	18,6	18,4	Научный руководитель, студент	8,5	9,3	9,2	12,495	13,671	13,524
Оформление пояснительной записки	3	5	7	8	9	11	5	6,6	8,6	Студент	5	6,6	8,6	7,35	9,702	12,642
Разработка презентации и раздаточного материала	4	5	6	8	10	11	5,6	7	8	Студент	5,6	7	8	8,232	10,29	11,76
Итого, дн:											74,3	88,5	97,2	109,22	130,09	142,88

Рабочие дни составляют: $T_{p,рук.} = 3,2+2,9+5,6+3,9+8,5 \approx 24$; $T_{p,ст.} = 7,2+2,9+8,6+4,6+4,6+7+7,6+3,9+8,5+5+5,6 \approx 66$.

Календарные дни (для максимального по длительности исполнения работ): $T_{к,рук.} = 6,468+5,292+10,878+7,644+13,524 \approx 44$;

$$T_{\text{к.ст.}} = 12,054 + 5,292 + 16,17 + 9,408 + 9,114 + 13,818 + 14,112 + 7,644 + 13,524 + 12,642 + 11,76 \approx 126.$$

Таблица 7.8 – Календарный план-график проведения исследования

№ ра б	Вид работ	Исполнители	T _{к.ст.} кал. дней	Продолжительность выполнения работ														
				январь			февраль			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	6,468	■														
2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	12,054		■	■												
3	Выбор направления исследований	Научный руководитель, студент	5,292			■												
4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель	10,878				■	■										
5	Изучение района исследования	Студент	16,17					■	■									
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Студент	9,408						■	■								
7	Составление ФГМ	Студент	9,114							■	■							
8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Студент	13,818								■	■						
9	Выбор методики и техники проектных геофизических работ	Студент	14,112									■	■					
10	Оценка качества полученных результатов	Научный руководитель, студент	7,644										■	■				
11	Определение целесообразности проведения процесса	Научный руководитель, студент	13,524											■	■	■		
12	Оформление пояснительной записки	Студент	12,642													■	■	
13	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент	11,76															■



– научный руководитель;



– студент.

7.4 Бюджет научно-технического исследования

7.4.1 Расчет материальных затрат

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

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

где m – количество видов материальных ресурсов; $N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, шт.; C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов, руб/шт.; k_T – коэффициент, учитывающий транспортно заготовительные расходы (транспортные расходы не учитываем, т.к. объем мал). Расчет материальных затрат приведен в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм-я	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z_m , руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Авторучка	шт.	3	5	4	25	10	80	75	50	320
Тетрадь	шт.	1	1	2	35	200	40	35	200	80
Картридж для принтера	шт.	1	1	1	500	520	550	500	520	550
Белая бумага, А4	уп.	1	1	2	220	215	230	220	215	460
Итого:								830	985	1410

7.4.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Для проведения научного исследования необходим компьютер, с установленными специальными программами и с соответствующим программным обеспечением. Установка специальных программ для исследования производится бесплатно.

Таблица 7.10 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования			Цена ед. оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Компьютер	1	1	2	24	30	15	24	30	30
Принтер	1	1	1	3	5	4	3	5	4
ПО Microsoft Office	1	1	2	4	5	7	4	5	14
Surfer 8.0	1	1	2	39	39	39	39	39	78
CorellDrawX8	1	1	2	14	14	15	14	14	30
Итого:							84	93	156

Стоимость оборудования, используемого при выполнении научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Так, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 5 месяцев составит 24000 руб.

7.4.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Заработная плата определяется по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя рассчитывается:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.; $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя; F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 7.11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Научный руководитель	Студент
Календарное число дней	366	366
Количество нерабочих дней		
– выходные дни	66	66
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
– отпуск	48	48
– невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	238	238

$$Z_{дн(рук)} = (26000 \cdot 10,4) / 238 = 1136,13 \text{ руб.};$$

$$Z_{дн(ст)} = (5000 \cdot 10,4) / 238 = 218,49 \text{ руб.}.$$

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p,$$

где Z_6 – базовый оклад, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, (определяется положением об оплате труда); k_d – коэффициент доплат и надбавок; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Согласно таблице 7, длительность работ в рабочих днях составили: для научного руководителя – 24, студента – 66.

Таблица 7.12 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_6 , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	26000	0,3	0,2	1,3	50700	1136,13	24	27267,12
Студент	5000	-	-	1,3	6500	218,49	66	14420,34
Итого:								41687,46

7.4.4 Дополнительная заработная плата исполнителя темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.; $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, равный 0,12; $Z_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 7.13 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Студент	Итого
Основная зарплата	27267,12	14420,34	41687,46
Дополнительная зарплата	3272,05	1730,44	5002,49
Итого:	30539,17	16150,78	46689,95

7.4.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды, рассчитывается:

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

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). Заработная плата студента состоит из стипендии, с которой отчисления не производятся.

Таблица 7.14 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	27267,12	3272,05
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2 %	
Отчисления, руб.	8234,67	988,16
Итого:	9222,83	

7.4.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов, их величина определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1\div 5) \cdot k_{\text{нр}},$$

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

Величина коэффициента накладных расходов принята в размере 16%.

$$Z_{\text{накл-исп1}} = (830+24000+41687,46+5002,49+9222,83) \cdot 0,16 = 12918,84 \text{ руб.}$$

7.4.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который приведен в таблице 7.15.

Таблица 7.15 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НТИ	830	985	1410
2. Специальное оборудование для научных работ	24000	30000	30000
3. Основная заработная плата	41687,46	41687,46	41687,46
4. Дополнительная заработная плата	5002,49	5002,49	5002,49
5. Отчисления во внебюджетные фонды	9222,83	9222,83	9222,83
6. Накладные расходы	12918,84	13903,65	13971,65
7. Бюджет затрат	93661,62	100801,43	101294,43

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

Определение эффективности связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}},$$

где I_{ϕ}^p - интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{\max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Интегральный финансовый показатель разработки (для исп.1)::

$$I_{\phi-\text{исп.1}} = 93661,62/101294,43 = 0,93;$$

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

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Таблица 7.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	3	2
3. Безопасность	0,15	5	4	3
4. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3
5. Надежность	0,1	4	4	3
6. Материалоемкость	0,25	4	3	5
Итого:	1	4,65	3,6	3,55

Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки (для исп.1):

$$I_{p-исп1} = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 = 4,65;$$

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

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.}$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволяет определять сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}}$$

Таблица 7.17 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,92	0,99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,6	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	5,05	3,63	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	1,39	1,02	0,70

Вывод: в ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании сравнительной эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 1.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 225А	ФИО Потуремской Анастасии Викторовне
-----------------------	--

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических методов исследования скважин для изучения фильтрационно-емкостных свойств на Тамратском месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования.	Объектом исследования является проектная поисковая скважина №4 Тамратского месторождения. На стадии поиска углеводородов поставлены задачи геофизического исследования, на которых основывается выбор комплекса методов ГИС. Полевые работы, камеральные работы (помещение).
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Полевые работы, камеральные работы (помещение).
2. Производственная безопасность	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: – Отклонение показателей микроклимата – Превышение уровня шума; – Отсутствие или недостаток естественного света; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Поражение электрическим током; – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность	– Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу; – Решение по обеспечению экологической безопасности. Проведение геофизических работ на скважине сопровождается загрязнением атмосферы,

	литосферы и гидросферы. Проектом предусматривается выполнение мероприятий по охране окружающей среды по данным направлениям.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). <p>Основное и опасное ЧС в процессе геофизических работ – это пожар. Проектом предусматривается разработка действий в результате возникших ЧС и мер по ликвидации ее последствий.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Потуремская Анастасия Викторовна		

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Обеспечение безопасных условий труда и охраны здоровья сотрудников является одной из актуальных задач предприятия работодателя.

В данной дипломной работе рассмотрен комплекс геофизических исследований на проектируемой скважине Тамратского месторождения углеводородов с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Недропользователем месторождения является ООО «Альянснефтегаз».

Месторождение находится в Парабельском районе Томской области, в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины на левобережье среднего течения реки Обь.

Рельеф местности – сглаженная, слаборасчлененная равнина. Характерными чертами природных условий являются заболоченность и залесенность местности. Лес представлен хвойными и лиственными породами деревьев. Климат – континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Наибольшее количество осадкой выпадает в осенне-зимний период.

В связи с климатическими условиями исследование проектируемой скважины будут проводиться в период с апреля по июль вахтовым методом. Проектом предусматриваются геофизические и камеральные работы.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Безопасные условия труда на производстве определяются должностными инструкциями и инструкциями по охране труда, производственной санитарии и промышленной и пожарной безопасности.

Кроме того, создаются нормальные санитарно-гигиенические условия труда; проводятся своевременные обучения и инструктирования работающих безопасности труда, рабочие обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и спецобувью. Организовано лечебно-профилактическое и санитарно-бытовое обслуживание работающих; расследование и учет несчастных случаев, профзаболеваний и аварий.

Геофизические организации, деятельность которых связана с освоением нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, руководствуются требованиями и положениями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности, Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах и иными правовыми нормами и правилами в области промышленной безопасности.

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Геофизические работы осуществляются на основании следующих правовых норм: Трудовой Кодекс Российской Федерации ФЗ-197 от 30.12.2001 (ред. от 24.04.2020) (далее – ТК РФ), [10], «Закон об охране окружающей среды» №7-ФЗ от 10.01.2002, [11], «Закон об охране труда в Томской области» № 83-ОЗ от 9.07.2003, [12], Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах, [13].

Условия труда

Условия труда вахтовым методом регламентированы ст. 301 ТК РФ. Длительность вахты не превышает одного месяца. Работы ведутся посменно (не более 12 часов), согласно графику. В рабочее время не входят дни пребывания в пути до работы и обратно.

Оплата труда

Согласно ст. 147 ТК РФ оплата труда работников, занятых на работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения составляет 4% от оклада, установленного для работ с нормальными условиями. Существуют конкретные размеры повышения оплаты труда, которые устанавливаются работодателем.

Согласно ст. 302 ТК РФ существуют надбавки за вахтовый метод работы, устанавливаемые договором или нормативными правовыми актами Правительства Российской Федерации.

Согласно ст. 168 ТК РФ работодатель возмещает работнику: расходы на проезд, расходы по найму жилого помещения, суточные.

Согласно ст. 221 ТК РФ на работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдаются специальная обувь, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты. Работодатель обязан обеспечить их хранение, сушку, ремонт и замену в необходимое время.

Страхование

Для сотрудников предусматривается добровольное медицинское страхование, согласно которому работник может обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг.

Охрана труда

Ст. 217 ТК РФ предусматривает создание специальной службы по охране с опытным, подготовленным специалистом в данной области. Ответственность за организацию работ по охране труда несет руководитель организации, обязанный проводить инструктаж для работников.

Лица до 18 лет к проведению геофизических работ не допускаются. Лица, выполняющие работы должны быть обучены и допущены к работам после проверки знаний в соответствии с требованиями правил охраны труда, пожарной, промышленной и противодиверсионной безопасности. Геофизические работы проводятся по утвержденному плану с указанием мероприятий по безопасности под руководством ответственного инженерно-технического работника и с соблюдением действующих инструкций.

8.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны.

Согласно ГОСТ 12.2.061-81, [14] рабочее место, его оборудование и оснащение должно обеспечивать безопасное условие труда, охрану здоровья и длительное сохранение работоспособности работающих.

Рабочие места должны быть оборудованы средствами для тушения пожара и другими средствами, используемыми в аварийных ситуациях. В холодные периоды при работе на открытом воздухе должно предусматриваться помещение для обогрева, сушке спецодежды и обуви, также теплый туалет.

В случае использования кабины для защиты от неблагоприятных воздействий опасных и вредных производственных и природных факторов, то ее конструкция должна обеспечивать необходимые защитные функции, включая создание оптимальных микроклиматических условий, удобство выполнения рабочих операций и хороший обзор производственного оборудования и окружающего пространства.

Объем производственного помещения, приходящийся на одного работающего, должен составлять не менее 15 м³, а площадь – не менее 4,5 м². Высота помещений от пола до низа в местах регулярного прохода людей должна быть не менее 2 м, а в местах нерегулярного прохода – не менее 1,8 м.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест должны обеспечивать безопасный доступ, безопасные действия с материалами, заготовками, полуфабрикатами, а также удобное техническое обслуживание и ремонт производственного оборудования, кратчайшие подходы (по возможности, не пересекающие транспортные пути) к рабочим местам и возможность быстрой эвакуации при аварийной ситуации. Пути и проходы должны быть обозначены и иметь достаточную освещенность.

8.2 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных факторов характерный для производственного процесса представлен в таблице 8.1, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015, [15].

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевые работы	Камера- льные работы	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
2. Превышение уровня шума	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СанПиН 2.2.4.3359-16 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.036-81
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	СНиП 23-05-95 ГОСТ 24940-2016
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СанПиН 2.2.12.1.1..1278-03
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.002-84 ГОСТ 12.1.019-2017
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81

8.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их уровней воздействия на работника

Отклонение показателя микроклимата

Микроклимат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющий на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, подвижность воздуха и инфракрасное излучение (ГОСТ 12.1.005-88, [16]).

Источник возникновения фактора. Климат континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Снежный покров имеет продолжительность с октября по конец апреля. Работы планируется проводить в весенне-летний период.

Влияние на человека. В жаркую погоду организм человека не справляется с терморегуляцией и может возникнуть перегрев и обезвоживание организма.

Допустимые нормы. ГИС запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя и буранов, так как в этих условиях могут возникнуть аварийные ситуации.

Способы защиты. Поскольку работы будут проходить в летний период, при работе на солнце для предотвращения перегрева нужно использовать навесы, палатки. Одежда

рабочих должна быть легкой, из тканей светлых тонов. Необходимо иметь головной убор и питьевую воду.

Микроклимат помещений определяется параметрами: температура воздуха и поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового излучения. При камеральных работах оптимальные и допустимые нормы микроклимата указаны в ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548-96, [17]. Микроклиматические параметры приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Оптимальные величины показания микроклимата на рабочих местах

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

Для нормализации камеральных работ помещение необходимо обеспечить системой вентиляции и кондиционирования. Также обеспечить приток свежего воздуха, минимальный расход которого определяется из расчета 50-60 м³/час на одного человека.

Превышение уровня шума

Шум – физическое явление, представляющее совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 кГц.

Источник возникновения фактора. При ГИС источниками шума являются вращение барабана лебедки при спуско-подъемных операциях, работа бурильной установки, дизельная спецтехника. При камеральных работах источником шума является офисная техника и система вентиляции.

Влияние на человека. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы, что может послужить причиной серьезных заболеваний.

Допустимые нормы. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, [18] уровень шума на рабочих местах – 80 дБА. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится в зависимости от характера работ (ГОСТ 12.1.003-83, [19]).

Таблица 8.3 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятия	107	95	87	82	78	75	73	71	9	80

Способы защиты. Методы защиты от шума делятся на две категории: средства коллективной защиты (размещение оборудования, использование материалов и защитных конструкций, рациональное проектирование рабочего места); средства индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

Отсутствие или недостаток естественного света и освещенности рабочей зоны

Свет является важным фактором, оказывающим физическое влияние на работоспособность и здоровье человека. Помещения должны иметь естественное и искусственное освещение.

Источник возникновения фактора. Освещение в помещении меняется в течение суток, в связи с погодными условиями и движением солнца. Причиной недостатка освещенности рабочей зоны является одностороннее естественное боковое освещение.

Влияние на человека. Отсутствие дневного света и нехватка ультрафиолета сказывается на здоровье человека и может привести к следующим заболеваниям: ухудшение зрения и психического здоровья, усталость, сонливость, головные боли, повышение артериального давления. Недостаточное освещение в помещении повышает напряжения зрения и усталость глаз, что приводит к снижению работоспособности и внимательности.

Допустимые нормы. При работе с компьютером или работе с документами освещенность рабочего места должна быть 300–500 лк. Для оценки использования естественного света используют понятие коэффициента естественной освещенности (КЕО), рассчитывающийся по формуле и выражающийся в %:

$$КЕО = \frac{E_B}{E_H} \cdot 100\%,$$

где E_B – свет внутри помещения за счет естественного света; E_H – наружная освещенность.

Способы защиты. Чтобы снизить недостаточность воздействия естественного света на рабочих местах применяют: защиту временем (в случае пребывания работника в

помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению являются допустимыми, а от 25% до 75% – вредные); улучшение условий, которые создаются искусственным освещением; профилактическое ультрафиолетовое (УФ) облучение работников. Окна должны находиться по левой стороне от рабочего места. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток и днем при недостаточном естественном свете.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Источник возникновения фактора. Источником поражением тока являются электрические машины, оголенные электрические провода, отсутствие заземления, также электрооборудование при работе в сырую погоду или грозу. В помещении источником тока выступают неисправные электропроводки и электроприборы, работающие под напряжением 220 В. Сопротивление заземляющих устройств не должно быть более 4 Ом.

Способы защиты. В конструкции аппаратуры ГИС должна быть предусмотрена автоматическая защита от поражения электрическим током. Обнаженные провода необходимо изолировать или разместить на недоступную высоту. Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы. Металлические буровые вышки должны иметь заземление. При работе необходимо использовать средства индивидуальной защиты: спецодежда, резиновая обувь, диэлектрические резиновые перчатки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Источник возникновения фактора. Во время проведения полевых работ существует вероятность получения механических травм от движущихся машин и производственного оборудования (погрузочно-разгрузочные, монтажнодемонтажные работы и др.).

Влияние на человека. При ненадлежащем использовании оборудования, а также халатном обращении с приборами существует риск получения различного рода травм

Допустимые нормы. Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими соответствующие документы и прошедшие подготовку и инструктаж. Работа в темное время суток должна проводиться с необходимым освещением объектов согласно с правилами безопасности при геологоразведочных работах.

Способы защиты. Опасные зоны оборудуются ограждениями (ГОСТ 12.2.061-81, ГОСТ 12.2.062-81, [20]). Вывешиваются инструкции и плакаты по технике безопасности. Размещаются предупредительные надписи и знаки, используются сигнальные цвета.

Оборудование ГИС и их эксплуатация должны соответствовать ГОСТ 12.2.062-81 и ГОСТ 12.2.003-91, [21]. В установленные сроки производится диагностика оборудования, техническое обслуживание и ремонт. Каждый сотрудник обеспечивается средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, комбинезон).

8.3 Экологическая безопасность

При проведении геофизических работ образуется множество отходов, которые наносят вред окружающей среде. В связи с этим большое значение имеет правильный метод их утилизации и строгое соблюдение регламента работ. Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду рассмотрим в табличной форме (таблица 8.4).

Таблица 8.4 – Мероприятия по предотвращению воздействий на окружающую среду

Окружающая среда	Вредное воздействие, источники загрязнения	Природоохранные мероприятия
Гидросфера	Перенос вредных веществ с загрязненных участков талыми и ливневыми водами; перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающие водоемы; прямые выбросы вредных веществ в водоемы.	Нейтрализация буровых сточных вод согласно регламенту. Хранение сточных вод в специально отведенных земляных резервуарах – земляных котлованах. Правильная организация противотрационного экрана. При заполнении резервуаров до пределов снижение токсичности сточных вод до допустимой нормы при помощи реагентов или механическим путем. Тампонаж буровых скважин.
Литосфера	Повреждение почвенного слоя. Загрязнение горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло), жидкостью, заполняющая скважину (нефть, газоконденсат, буровой раствор) и мусором.	Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. Регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву. Создание отсыпных площадок для стоянки техники. Вывоз и захоронение производственных отходов и мусора.
Атмосфера	Выбросы вредных веществ при производственных работах (бурение скважины, работы котельных, работы каротажной станции с выбросами газа).	Применение неэтилированного бензина. Использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ. Проверка и ремонт аппаратуры для минимизирования выброса природных углеводородов. Отключение двигателей внутреннего сгорания в нерабочее время.

Геологоразведочные предприятия обязаны соблюдать Федеральный Закон об охране окружающей среды (№7-ФЗ от 10.01.2002).

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 нарушения условий жизнедеятельности людей.

Различают ЧС по характеру источника (природные, техногенные, экологические, социальные, биологические и экологические), по масштабам (глобальные, региональные, местные), по ведомственной принадлежности (в промышленности, сельском хозяйстве, строительстве и др.).

Одно из основных и опасных ЧС в процессе геофизических работ – это пожар.

Основные причины возникновения пожаров следующие:

- причины электрического характера: короткое замыкание, перегрев или неисправность производственного оборудования, нарушение технологического процесса;
- открытый огонь: сварочные работы, курение, искры;
- удар молнии;
- разряд зарядов статистического электричества (при отсутствии заземления).

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник промыслово-геофизической партии. Все работники проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

К первичным средствам пожаротушения относятся: огнетушители, пожарный инвентарь (ящики с песком, пожарные ведра, совковые лопаты, бочки с водой, асбестовые полотна, войлок, кошма) и пожарный инструмент (топоры, ломы, лестницы).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии, размещены в легкодоступных местах и не должны мешать при эвакуации людей из помещения.

При проведении геофизических работ из-за нарушения технологического процесса, зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации – выбросы углеводородов, которые сопровождаются сильными пожарами. При угрозе выброса работники партии сообщают о данном факте представителю заказчика, противодонной и пожарной службы. Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором – кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Подобные случаи выбросов документируются и распространяются по службам, участвующих в разработке месторождения. В документе фиксируется причина аварий, выполненные работы при ликвидации выброса, способы избежания выбросов в дальнейшем.

Вывод: в данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников геофизического предприятия, проанализированы вредные и опасные производственные факторы. К основным вредным факторам, влияющим на здоровье рабочего, относятся: отклонение показателей микроклимата, превышение уровня шума, отсутствие или недостаток естественного света и недостаточная освещенность рабочей зоны. К опасным факторам: электрический ток, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Проанализировав данные факторы, составлены рекомендации по снижению их воздействия на здоровье человека.

Так же были рассмотрены производственные факторы, негативно влияющие на окружающую среду, и предложены природоохранные мероприятия.

В работе разобран наиболее вероятный вид чрезвычайной ситуации, самый основной и опасный при геофизических работах – пожар. Указаны источники возникновения, разработаны меры по его предупреждения, разработан порядок действий и меры по его ликвидации.

В заключении необходимо отметить следующее. Предприятия, работающие в нефтедобывающем секторе, обязаны в первую очередь решать задачи по обеспечению комфортных и безопасных условий труда для сотрудников, стремиться к снижению негативного воздействия своей деятельности на экосистему.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на основании изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализе основных результатов ранее проведенных геофизических исследований Тамратского месторождения.

На основе поставленных геофизических задач создана проектная поисковая скважина, построена физико-геологической модель объекта исследования, выбран комплекс геофизических методов и приведено его обоснование. Рассмотрена методика проектируемых работ, приведена краткая характеристика выбранной аппаратуры, с помощью которой будет проводиться комплекс геофизических работ. Также приведена интерпретация геофизических данных.

В специальной части рассмотрен новый прибор PS Platform, описано сочетание надежности с новыми технологиями датчиков в объединенной системе и его техническая характеристика. Приведен пример его применения и сбора данных.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований, определены их возможные альтернативы, составлен SWOT-анализ. Выполнено планирование научно-исследовательской работы и определены ресурсные, финансовые, бюджетные, социальные и экономические эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлено обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия, выявлены источники загрязнения окружающей среды и показаны средства ее защиты. Рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации на рабочем месте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет «Оперативный подсчет запасов нефти Тамратского месторождения». – Томск: ООО «Сибгеосервис», 2007.
2. Скважинные исследования в Александровском, Каргасокском и Парабельском районах Томской области. Отчет сейсмокаротажной геофизической партии 19/87 о результатах скважинных исследований СК, ВСП, ВСС, проведенных в 1987 году. – Колпашево, 1988.
3. Скважинные исследования в Александровском, Каргасокском и Парабельском районах Томской области и в Сургутском районе Тюменской области. Отчет сейсмокаротажной геофизической партии 19/88 о результатах скважинных исследований СК, ВСП, ВСС, проведенных в 1988 году. – Колпашево, 1989.
4. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие /А.В.Ежова; Томский политехнический университет – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 29 с.
5. Геофизическое исследование скважин и интерпретация данных ГИС: учебное пособие / В. Н. Косков, Б. В. Косков; Издательство Пермского государственного технического университета 2007.
6. Геофизические методы изучения геологопромысловых характеристик продуктивных пластов: Методическое пособие к практическим занятиям по промысловой геологии / Ю. П. Балабанов, И. П. Зинатуллина – Казань 2016.
7. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.
8. Методические указания по выполнению практических работ для студентов специальности «Геофизические методы и поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» / Т. Г. Динер – Нижняя Тура 2017.
9. Геофизические методы исследования скважин и скважинная аппаратура [Электронный ресурс]: <https://works.doklad.ru/view/KD87z4vCEXo.html>.
10. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
11. Федеральный закон от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «Об охране окружающей среды».
12. «Закон об охране труда в Томской области» №83-ОЗ от 9.07.2003.

13. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.:1999. – 67 с.
14. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. – 2001.
15. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – 2008.
17. 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.
18. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. – 2016.
19. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Общие требования безопасности. – 1984.
20. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защиты. М.: Стандартформ. – 2006.
21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.