



Инженерная школа природных ресурсов природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

ТЕМА РАБОТЫ
Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пласта Ю1 3-4 Ключевского месторождения нефти (Томская область)

УДК 553.982:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Сегал Елена Вячеславовна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Соколов С.В.	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Е.С.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Гусев Е.В.	к.г.-м.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
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
<i>Профессиональные компетенции</i>	
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, технологий в инженерной практике
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

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ. 2. Стратиграфическая колонка Ключевского месторождения. 3. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы масштаб 1:1 000 000 4. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пласта Ю13-4. Масштаб 1:25 000 5. Карта нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁³⁻⁴. Масштаб 1:25000 6. Геологический профиль по линии скважин 209, 210, 211, 222 Ключевского месторождения. Пласт Ю₁³⁻⁴ 7. Геологический профиль по линии скважин 201, 204, 207, 61Р, 220, 64Р Ключевского месторождения. Пласт Ю₁³⁻⁴ 8. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА скважина № 64Р пласт Ю1 3-4 9. Проектная скважина отмечена красным 10. Красной точкой отмечена проектная скважина 11. Физико-геологическая модель 12. Поведение кривой аномалии ПС 13. Поведение кривой ГК в терригенном разрезе 14. Наземный комплекс МЕГА-МАКС 15. Комплекс МЕГА-2 16. Комплекс МЕГА-2 продолжение 17. Каротажные приборы МЕГА-2 18. Комплексные приборы АМК КАСКАД
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Киселева Е.С.
По социальной ответственности	Гуляев М.В.

Срок сдачи студентом выполненной работы	26.05.2021
---	------------

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.02.2021
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Соколов С.В.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Сегал Елена Вячеславовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 110 с., 18 рис., 27 табл., 25 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, фильтрационно-емкостные свойства, коллектор.

Объектом исследования являются продуктивные пласты на Ключевском месторождении.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для проектной скважины на Ключевском месторождении.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС в проектной скважине, литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определение характера насыщения пластов-коллекторов. Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении и степень изученности месторождения.

В результате исследования анализ ранее выполненных геофизических исследований позволил определить положение скважины на площади, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения поставленных задач в проектной скважине. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы, инклинометрию, кавернометрию. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений, интерпретации полученных результатов и метрологическое обеспечение измерений.

Область применения: результаты специальных исследований могут быть использованы в эффективном подборе наземной регистрирующей аппаратуры.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины и перевод запасов месторождения в категорию В составляет 207694,7 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

ESSAY

The final qualifying work includes 110 pages, 18 figures, 27 tables, 25 sources.

Key words: complex of geophysical studies, filtration-capacity properties, reservoir.

The object of research is the productive formations in the Kluchevskoe field.

The purpose of the work is to design a complex of geophysical surveys for a design well at the Kluchevskoe field.

In the course of the study, the well logging complex was substantiated in the project well, lithological dissection of the section, identification of reservoir layers, determination of reservoir properties (reservoir properties) of reservoirs, determination of the nature of saturation of reservoir layers. To substantiate the position of the project well, geological and geophysical information about the geological structure and the degree of exploration of the field were studied.

As a result of the study, the analysis of previously performed geophysical studies made it possible to determine the position of the well in the area, select methods and justify the geophysical complex for solving the tasks in the design well. The complex includes: electrical, radioactive, acoustic methods, inclinometry, caliper. The equipment for carrying out the designed geophysical surveys was selected, the measurement techniques, interpretation of the results obtained and the metrological support of measurements were considered.

Field of application: the results of special studies can be used in the effective selection of ground-based recording equipment.

The cost of the resources of this research study on well design and transfer of field reserves to category B is 207694.7 rubles.

Based on the analysis of harmful and hazardous factors identified for geophysical work, the effect of these factors on the human body was determined and remedies were proposed. Safety measures in emergency situations and environmental protection are considered.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;

БК – метод бокового каротажа;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажа
изопараметрического зондирования;

ГИС – геофизическое исследование скважин;

ГК – метод гамма каротажа;

ДС – диаметр скважины;

ИК – метод индукционного каротажа;

КС – каротаж сопротивления;

МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;

ННК-Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;

ПС – метод собственной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ИС – метод инклинометрии.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. Общая часть	11
1.1 Географо-экономический очерк района работ	11
1.2. Геолого-геофизическая изученность района работ	14
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	19
2.1. Литолого-стратиграфический разрез	19
2.2. Тектоника	25
2.3 Нефтегазоносность.....	28
2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные свойства нефтеносных комплексов.	33
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	35
4. Основные вопросы проектирования.....	40
4.1 Задачи геофизических исследований.....	40
4.2 Обоснование объекта исследований	40
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования	42
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	44
5. Методические вопросы.....	48
5.1 Методика проведения проектных геофизических работ	48
5.2 Аппаратура и условия записи	50
5.3 Метрологические исследования	55
5.4Интерпретация геофизических данных	55
5.5 Литологическое расчленение терригенного разреза	57
5.6 Выделение пластов коллекторов	58
5.7 Определение фильтрационно-емкостных свойств	59
6. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНЫХ КАРОТАЖНЫХ ПРИБОРОВ МЕГА-2 И АМК КАСКАД.....	61
6.1 Комплексные каротажные приборы МЕГА-2	62
6.2 Комплексные приборы АМК КАСКАД.....	63
6.3 Сравнительный анализ комплексов каротажных приборов	64

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
7.1 Потенциальные потребители результатов исследования	66
7.2 Анализ конкурентных технических решений	67
7.3 SWOT-анализ	69
7.4 Определение возможных альтернатив проведения исследований	71
7.5 Планирование исследовательских работ	73
7.6 Бюджет проводимого исследования	80
7.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	85
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	92
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
8.1.1. Специальные нормы трудового законодательства	93
8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	94
8.2. Производственная безопасность	95
8.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования	95
8.2.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	96
8.2.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	100
8.3. Экологическая безопасность	104
8.3.1. Анализ влияния геофизических работ на окружающую среду и обоснование мероприятий по их устранению	104
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	109

ВВЕДЕНИЕ

В административном отношении Ключевское нефтяное месторождение расположено в западной части Каргасокского района Томской области, в 60 км к юго-западу от села Средний Васюган.

Основной целью проекта является выбор комплекса геофизических методов для решения геологических задач в проектной скважине на Ключевском месторождении. Объектом исследования является продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴

Задачей данного проекта является анализ результатов ранее проведенных геофизических исследований, а также обоснование комплекса ГИС в проектной скважине для выполнения литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определения характера насыщения пластов-коллекторов.

Специальное исследование посвящено сравнительному анализу эффективности различных регистрирующих систем, используемых при геофизических исследованиях скважин.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» представлена стоимость подсчетно-сметных работ.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложены мероприятия по уменьшению их воздействия на человека. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Общая часть

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В административном отношении Ключевское нефтяное месторождение расположено в западной части Каргасокского района Томской области, в 60 км к юго-западу от села Средний Васюган.

Населенные пункты в районе работ отсутствуют. Ближайший промышленный центр и железнодорожная станция – г. Томск расположен в 480 км от месторождения.

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно либо авиатранспортом, либо автотранспортом по зимникам в течение 5 - 6 месяцев в году.

По соседству с Ключевским месторождением находятся Средненюрольское и Пуглалымское месторождения.

Ключевское месторождение приурочено к одноименной структуре.

В географическом отношении территория месторождения находится на правобережье в 25 км от реки Васюган, являющейся основной водной артерией этого района. Река Васюган судоходна для барж и самоходных сухогрузов малого тоннажа с середины мая до середины октября. Район месторождения представляет собой сильно заболоченную (65 %) и залесенную равнину. Леса большей частью смешанные. Реки типично равнинные; скорость течения 0,4-0,6 м/сек. Рельеф поверхности месторождения плоский, его абсолютные отметки изменяются от + 70 м в поймах рек до + 120 м на водоразделах.

Климат резко континентальный. Зима суровая, продолжительная, лето тёплое, короткое. Среднемесячная температура января – 21°С, июля + 17°С. Минимальная зимняя температура – 55°С, максимальная летняя + 37°С. Глубина промерзания грунта – 1,0 м, болот – 0.5 м. Среднегодовое количество осадков 900 мм (в том числе зимой 30%). Мощность снегового покрова на открытых местах составляет 0.4- 0.6 м, в залесенных участках до 1,5 - 2,0 м. Преобладают ветры юго-западного направления со средней скоростью 3 - 5 м/сек, иногда достигая 15 - 20 м/сек. Глубина залегания грунтовых вод 3 - 14 м.

Геокриологические условия на Ключевском месторождении не изучались. В целом для данного района характерна островная многолетняя мерзлота. В криогенном разрезе выделяется надмерзлотный талик до глубины 100-150 м, охватывающий четвертичные и палеогеновые отложения верхней части новомихайловской свиты, сменяющейся слоем древней мерзлоты. Мерзлые породы этого слоя встречаются в низах новомихайловской и верхах атлымской свит. Осложнения, связанные с многолетней мерзлотой, при проведении буровых работ и разработке месторождения не наблюдались.

Доставка грузов и оборудования осуществляется водным транспортом в навигационный период - по рекам Обь, Васюган и далее по автодорогам с бетонным покрытием, связывающим месторождения Васюганской группы.

Перевозка срочных грузов и доставка вахт осуществляется посредством авиатранспорта. Для этих целей в вахтовом поселке Пионерный существует взлетно-посадочная полоса. Кроме того, через вахтовый поселок Пионерный проходит автозимник Томск - Стрежевой.

В настоящее время Ключевское нефтяное месторождение находится в интенсивной стадии разработки, характеризуется интенсивным увеличением добычи нефти и невысокой обводненностью добываемой продукции. Добыча нефти из действующих скважин ведется фонтанным способом. Продукция скважин под устьевым давлением поступает в нефтесборный коллектор и затем в промысловый трубопровод.

Ближайший нефтепровод находится к северу от участка в 60 км, принадлежит АО «Томскнефть» и врезается в магистральный нефтепровод, находящийся в 112 км, к северо-востоку и относящийся к «Производственному объединению магистральных нефтепроводов Центральной Сибири».

Ближайший нефтесборный пункт находится в 50 км на Лугинецком месторождении и в 20 км до центрального нефтегазопровода, который также относится к «Производственному объединению магистральных нефтепроводов Центральной Сибири», расположенному в г. Томске.

1.2. Геолого-геофизическая изученность района работ

После проведения региональных работ, позволивших составить первые представления о геологическом строении района, было начато систематическое, планомерное изучение территории различными методами сейсморазведки: МОВ, КМПВ и ЗПВ. С 1958 года на территории исследований и прилегающих площадях ведутся буровые работы.

В результате выполнения значительного объема перечисленных работ составлены структурные и прогнозные карты масштаба 1:50 000 по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), а также по другим отражающим горизонтам юрско-неокомского разреза и открыто несколько месторождений нефти и газа в юрских отложениях. Непосредственно в пределах лицензионного участка открыты Средненюрольское, Пуглалымское и Ключевское месторождения нефти.

На этой территории сейсморазведочные работы МОГТ проводились с 1977 по 2005 годы.

Общий объем сейсмических профилей составил 1360 пог.км., что обеспечило плотность наблюдений 3,6 пог.км/км². Основные объемы сейсморазведки сосредоточены на месторождениях.

На лицензионном участке пробурено 19 разведочных и поисковых скважин. Геофизические исследования проведены практически во всех пробуренных

скважинах, но лишь незначительную их часть составляют методы АК, СК. Совместно АК и ВСП проведены только на сопредельной Северо-Мыльджинской площади.

В таблице 1 приводится перечень основных геолого-геофизических исследований, проведенных в пределах Среднеvasюганского мегавала и дающих возможность проследить историю открытия Ключевского, Средненюрольского и Пуглалымского месторождений.

Таблица 1

Вид работ, Масштаб съемки	Место и год проведения работ	Наименование организаций, номера партий	Краткие результаты работ
1	2	3	4
Геологическая съемка, М 1:1 000 000	Томская обл. 1947-1952 гг.	ЗСГУ	Установлено повсеместное распространение антропо-геновых отложений.
Аэромагнитная съемка, М 1: 1 000 000 М 1: 200 000	Обь- Иртышское междуречье 1952 - 1956 гг.	Васюганская аэромагнитная партия СГТ	Сделан вывод о сложности строения фундамента. Составлена структурно-тектоническая карта фундамента.
Гравиметрическая съемка, М 1: 1 000 000	Бассейн среднего течения р.Васюган 1954-1961 гг.	Партия ККГЭ и СОКГЭ	Установлено соответствие простирания гравитационных аномалий простиранию крупных тектонических элементов фундамента.
Структурно- поисковое, колонковое бурение до 500 м	Маршрут вдоль р.Васюган 1956-1957 гг.	Новосибирская структурно- поисковая партия	По верхним горизонтам выявлен антиклинальный перегиб, соответствующий Среднева-сюганскому

			мегавалу.
Маршрутные сейсмозондирования МОВ, М 1: 200 000	Маршрут по рр. Васюган, Нюролька 1958-1960 гг.	СОКГЭ партии 31/57, 23/58, 1/60	Составлен сводный сейсмический разрез. Установлено погружение юрких горизонтов в западном и восточном направлениях от с.Средний Васюган и подъем их у с.Новый Васюган.
Сейсморазведка МОВ, М 1: 500 000	Среднее течение р.Васюган 1959-1960 гг.	СОКГЭ партия 4/59-60	Уточнены контуры Среднева-сюганскогомегавала по опорному отражающему горизонту Па.
Площадные, поисковые, детальные работы МОВ, М 1: 100 000	Средневасюганский мегавал, северная часть Нюрольской впадины 1959-1970 г.	СОКГЭ партии 32/58-59, 32/59-60, 31-37/59-60, 12-15/60-61, 6,7/61-62, 9-11/63-64, 13/64-65, 3,9,13/65-66, 9/66-67, 28/69-70	Выявлены, детализированы и сданы под глубокое бурение по горизонту Па Зап.-Красноярское, Красноярское, Рагозинское, Средненюрольское, Пуглалымское, Ключевское, Тухсигатское, Гужихинское, Колотушное, Чарымовское, Лучистое, Юж.-Мыльджинское, Фестивальное поднятия. Выявлены: Провальное, Вост.-Рагозинское, Перкатское, Пологое, Сев.-Пуглалымское, Бабушкинское, Коленсальское поднятия, Клайский,

			Усть-Пуглалымский перегибы.
Детальные исследования МОГТ, М 1: 100 000	Центральная часть Средне-васюганского мегавала 1977 г.	ТГТ с/п 8/76-77	Уточнено строение Красного, Рагозинского, Вост-Рагоз-го, Провального и Перкатского поднятий. Получены данные по геологическому строению поверхности стидоюрских обри.
Площадные исследования МОГТ, М 1:100 000	Западный склон центральной части Средне-васюганского мегавала 1978 г.	ТГТ с/п 8/77-78	Уточнено строение Средне-нюрольского, Гужихинского, Тухсигатского, Ключевского, Пуглалымского, Колотушно-го, Коленсальского поднятий. По поверхности доюрских образований выявлено Глухариное локальное поднятие.
Площадные и детальные исследования МОГТ, М 1:50 000	Центральная часть Средне-васюганского мегавала 1985 г.	ТГТ с/п 8,17/84-85	По мезозойским отложениям подготовлены под глубокое бурение Бабушкинское поднятие, Коленсальская, Клайская структуры, выделена АТЗ, детализированы Поло-гое, Торфяное, Усть-Пуглалымское, Юж.-Ельцовое поднятия. Выявлены Рельефный перегиб,

			Кумыльсинское поднятие.
Площадные и детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Западный склон Средневасюганского мегавала 1987 г.	ТГТ с/п 8,17/86-87	Детализированы Ключевское, Средненюрольское, Пуглалымское поднятия. По мезозойским отложениям подготовлены к глубокому бурению Юж.-Пионерское, Малоколенсальское, Рельефное поднятия.
Площадные детальные исследования МОГТ, М 1: 50 000	Центральная часть Средневасюганского мегавала 1998 г.	ТГТ с/п 16/97-98	Детализированы Средненюрольское и Пуглалымское поднятия. Уточнено их геологическое строение. Построены структурные и прогнозныые карты на основные нефтепродуктивные горизонты.
Глубокое поисково-разведочное бурение. Геофизические исследования скважин.	Средневасюганский мегавал 1964-1989 гг.	ОАО «Томскнефтегазгеология»	Изучен разрез отложений платформенного чехла и верхней части фундамента. Отмечены нефтегазопроявления в большом стратиграфическом диапазоне. Открыто десять месторождений. Во всех скважинах проведены комплексы ГИС, в отдельных скважинах СК и ВСП.
Площадные дета-	Средненюроль	ОАО	Детализировано

льные исследования МОГТ, М 1: 50 000	-ский лицензион- ный участок	«Ставропольне фтегеофизика» сп 4/04-05	геологическое строение Средненюрольского, Ключевского и Пугла- лымского месторождений
Эксплуатационное б-е	Ср-Нюрольское м-е		

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского, юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста. Отложения мезо-кайнозойского осадочного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста.

Геологический разрез Ключевского месторождения представлен преимущественно терригенными отложениями. Самая глубокая скважина (скв. № 61Р, глубина забоя 2753 м) вскрыла разрез осадочного чехла до палеозойских пород фундамента.

Породы доюрского фундамента (рJ)

Палеозойские породы фундамента вскрыты скважиной № 61Р на 41 м. Кровля доюрских образований представлена корой выветривания осадочных пород, в нижней части вскрытого интервала – порода заметно окремнена, для верхней части характерен каолинит-сидерит-кремнистый состав.

На денудированной и выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом залегают отложения платформенного чехла, имеющие в пределах месторождения общую мощность 2800-2900 м и более.

Юрская система (J)

Породы юрской системы залегают с резким угловым несогласием на породах фундамента и разделяются на три отдела: нижний, средний и верхний. Нижний и

средний отделы представлены тюменской свитой, верхний отдел представлен верхней частью тюменской и васюганской свитами. Нижний и средний отделы слагаются континентальными породами, верхний отдел характеризуется прибрежно-морскими отложениями.

Тюменская свита делится на две части.

Нижняя представлена переслаиванием песчаников, конгломератов, брекчий алевролитов и аргиллитов (пласты Ю₁₆₋₁₇). Частым переслаиванием песчаников серых, мелко- и среднезернистых, полимиктовых и полевошпатово-кварцевых, крепких и средней крепости, алевролитов и аргиллитов темно-серых, косогоризонтальнослоистых, с включениями углистых остатков, с прослоями угля, с часто наблюдающейся сидеритизацией (пласты Ю₁₁₋₁₅).

Верхняя часть свиты представлена преимущественно песчаниками серыми, светло-серыми, крупнозернистыми, полевошпатово-кварцевыми, слагающими пласт Ю₂.

Толщина отложений тюменской свиты составляет 150 - 200 м.

Васюганская свита (J₂₋₃ vs) по литологии делится на две части.

Нижняя часть сложена аргиллитами серыми, темно-серыми, алевролитистыми.

Верхняя представлена преимущественно песчаным разрезом и включает в себя горизонт Ю₁. Сложена песчаниками серыми и светло-серыми, мелкозернистыми, кварцпалевошпатовыми, в верхней части глауконитовыми, глинистыми, плохо отсортированными.

К васюганской свите приурочен продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴.

Толщина отложений васюганской свиты – до 50-70 м.

Баженовская свита сложена аргиллитами темно-серыми с коричневым оттенком, битуминозными, плитчатыми с ихтиодетритом. Породы баженовской свиты хорошо выдержаны в пределах изучаемого региона. К баженовской свите приурочен отражающий горизонт «Б». Толщина свиты изменяется в пределах 8 - 10 м.

Меловая система (К)

Представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками.

Нижнемеловые отложения представлены породами куломзинской, тарской, вартовской, алымской и низов покурской свит.

Куломзинская свита по литологическому признаку делится на четыре части.

Нижняя сложена аргиллитами темно-серыми до черных.

Над ними залегает ачимовская толща, представленная песчаниками серыми и светло-серыми, преимущественно мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми, крепкими, известковистыми. Пачки песчаников индексируются как пласты Б₁₆₋₂₀. Толщина ачимовской толщи варьирует до 40 м.

Ачимовская толща перекрывается аргиллитами серыми и темно-серыми, слоистыми, крепкими, алевритистыми, с углистым материалом.

В верхней части свита представлена мощными пластами песчаников светло-серых и серых, мелко- и среднезернистых, кварц-полевошпатовых, массивных и слоистых, средне- и крепкоцементированных с кальцитом и пиритом.

Отмечаются намывы углистого детрита.

Толщина свиты изменяется от 45 до 340 м.

Тарская свита представлена песчаниками светло-серыми и серыми, средне- и мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми с пластами аргиллитов серых и

серых с зеленоватым оттенком, алевритистых, с обугленными растительными остатками.

Толщина тарской свиты достигает 40-140 м.

Вартовская свита подразделяется на три подсвиты. В основании нижней подсвиты залегают песчаники светло-серые и серые, средне- и мелкозернистые, переслаивающиеся с пластами аргиллитов серых.

Средневартовская подсвита представляет собой чередование песчаников, глин, аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые, серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, массивные и слоистые, полевошпатово-кварцевые, реже полимиктовые, известковистые, средней крепости.

Глины серые, зеленовато-серые, алевритистые, слоистые, часто комковатые. По всему интервалу встречаются обугленные растительные остатки. В центральной и восточной частях – глины сургучно-красные, зеленовато- и голубовато-серые.

Верхнюю подсвиту вартовской свиты слагают песчаники светло-серые и серые, средне- и мелкозернистые, переслаивающиеся с пластами серых аргиллитов.

Общая толщина вартовской свиты изменяется в пределах 300 - 640 м.

Алымская свита в границах Каймысовского свода имеет двухчленное строение.

Нижняя часть свиты представлена песчаниками серыми и светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, в верхней части глинистыми.

Верхняя часть представлена глинами темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными.

Толщина алымской свиты достигает 70 м.

Покурская свита объединяет осадки аптского, альбского и сеноманского ярусов. Она представлена переслаиванием песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, с пологой и косой слоистостью, полевошпатово-кварцевых, карбонатных с алевролитами участками глинистыми, слюдистыми и глинами серыми, комковатыми, с зеркалами скольжения. По разрезу наблюдаются многочисленные включения углистого детрита.

Толщина свиты изменяется в диапазоне 670 - 800 м.

Отложения верхнего мела представлены породами кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит.

Кузнецовская свита сложена глинами серыми и темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, участками известковистыми. Толщина отложений кузнецовской свиты варьирует в пределах 10 - 45 м.

Ипатовская и славгородская свиты представлены переслаиванием глин серых, темёно-серых, опоковидных с песками и песчаниками серыми, разнозернистыми, часто глауконитовыми, слоистыми, содержащими включения

пирита и марказита, а также глин серых и зеленовато-серых, комковатых с редкими прослойками песчаника и алевролита серого, с прослоями серых опок и опоковидных глин.

Толщина ипатовской свиты изменяется от 45 до 250 м, славгородской свиты – от 35 до 85 м.

Ганькинская свита представляет собой отложения глин серых, зеленовато-серых, песчано-алевритистых, известковистых, с редкими прослоями песчаника, алевролита серого с включениями конкреций марказита.

Толщина ганькинской свиты составляет 70 - 210 м.

Палеогеновая система (P)

В нижней части представлена, в основном, глинами морского происхождения - от черных до голубовато-зеленых (*талицкая, люлинворская и чеганская свиты*), с прослоями песчаников и песков разнозернистых полевошпатово-кварцевых, кварцево-глауконитовых, кварцевых. Выше залегают сугубо континентальные осадки: пески серые и желтовато-серые, разнозернистые, с прослоями глин серых, песчано-алевритистых (*некрасовская свита*).

Толщина осадков изменяется в пределах от 10 до 220 м.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения представлены континентальными отложениями - песками серыми, темновато-серыми, мелко- и среднезернистыми, с прослоями глин и лигнита.

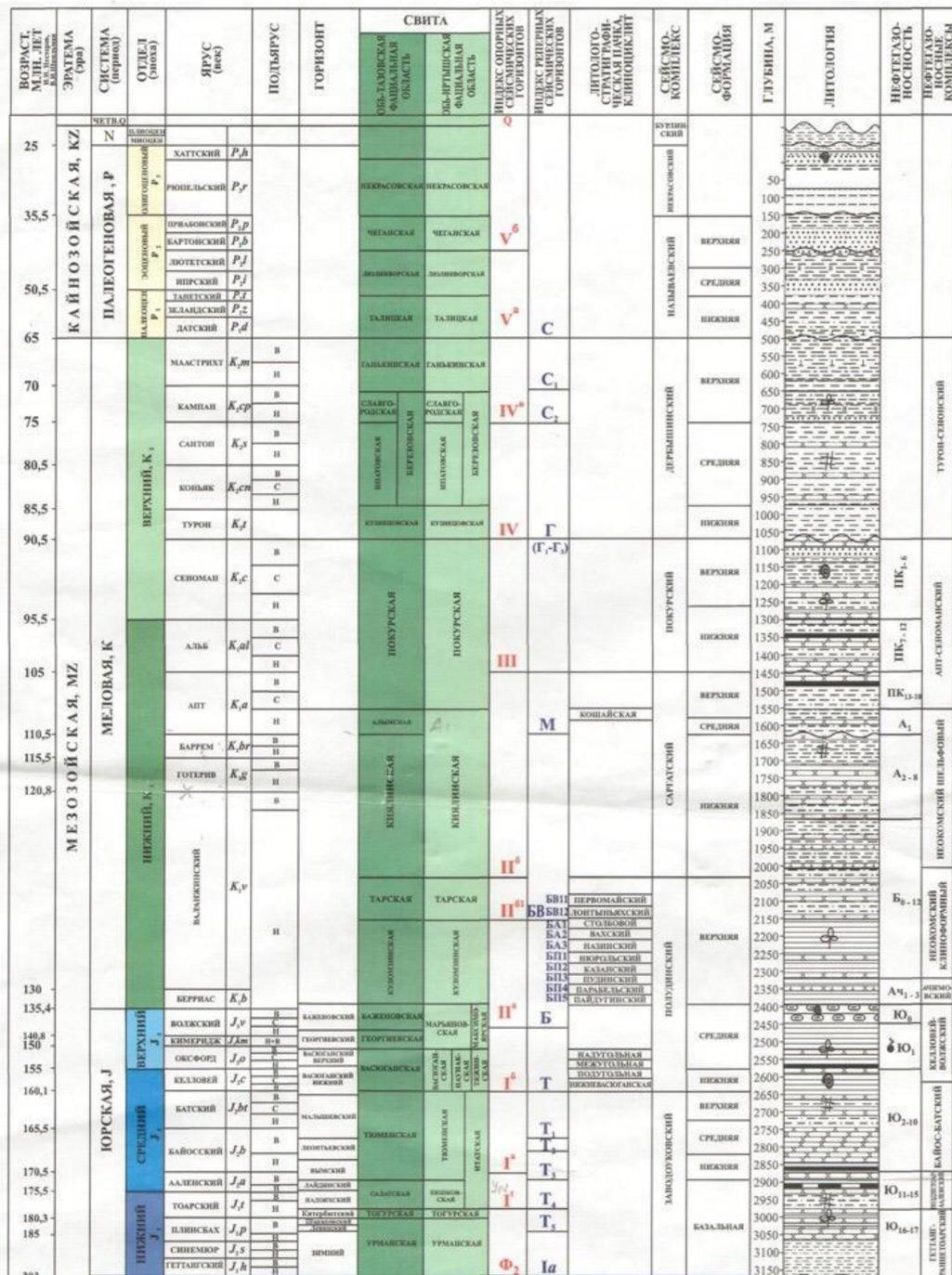
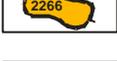
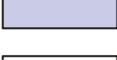


Рисунок 2- Стратиграфическая колонка Ключевского месторождения

Условные обозначения к рисунку 3.

Контурные структур:

	- субрегиональных (внешнего пояса, мегасинеклизы, мегатеррасы)
	- надпорядковых (синеклизы, моноклизы)
	- I порядка - крупных (поясов мегавалов)
	- I порядка - крупных (поясов мегапрогибов)
	- I порядка - средних и малых (сводов, мегавалов, выступов)
	- I порядка - средних и малых (впадин, мегапрогибов)
	- II порядка - крупных (крупных валов, мезоседловин)
	- II порядка - крупных (крупных прогибов, впадин, котловин)
	- II порядка - средних и малых (малых валов, куполовидных поднятий, седловин, структурных носов)
	- II порядка - средних и малых (малых прогибов, малых котловин структурных заливов)
	- III порядка - подгруппа крупных структур (крупных куполов)
	- III порядка - средних и мелких и IV порядка (локальных поднятий, структурных носов и т.п.)
	- III порядка - средних и мелких и IV порядка (локальных депрессий)
	- моноклиналей различного порядка
	- дизъюнктивные нарушения
	- район работ
	- граница области

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозоского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (рисунок 3). Ключевское месторождение относится к Александро-Пудинскому поясу мегавалов и расположено в центральной части крупной структуры II порядка

Средневазюганского крупного вала. Ключевская структура является структурой III порядка и имеет сложное строение. Свод структуры осложнен двумя малоамплитудными куполами.

Структурно-тектоническое строение Ключевского месторождения

Структурный план по всем закартированным отражающим горизонтам мезозойско-кайнозойского осадочного чехла имеет унаследованные черты развития от рельефа поверхности доюрского фундамента. Структурный план по отражающему горизонту Φ_2 наиболее расчленён и дифференцирован. На структурной карте по этой поверхности Ключевская структура оконтуривается изогипсой -2680 м, и осложнена серией параллельно расположенных небольших куполов субмеридионального простирания. Амплитуда Ключевской структуры достигает 90 м.

На начальном этапе формирования осадочного чехла главным структурообразующим фактором являлся рельеф эрозионной поверхности доюрского фундамента, на котором в процессе заполнения осадочного бассейна и дифференциального уплотнения глинистых осадков формировались структуры облекания. В последствии на них наложилась мелкоблоковая тектоническая трещиноватость, что и обусловило мелкоформность и сложную дифференцированность современного рельефа картируемых геологических границ. Структурные формы по вышележащим отражающим границам с повышением гипсометрии приобретают более плавные очертания и уменьшаются амплитуды структур. Так, по самому верхнему, прослеженному нами, отражающему горизонту B_7 Ключевская структура превратилась в приподнятую зону с небольшими куполами амплитудой 10 м.

В результате уточнения структурного плана по кровле песчаного пласта $Ю_1^{3-4}$, являющимся основным нефтеперспективным объектом на Ключевском месторождении, площадь Ключевского поднятия по оконтуривающей изолинии – 2420м, по сравнению с предыдущими структурными построениями, увеличилась в три раза. Купол структуры сместился на 1,5 км на север от скважины 61Р, а так же отмечается увеличение амплитуды на 10м.

2.3 Нефтегазоносность

Ключевское месторождение принадлежит к Васюганской нефтегазоносной области, к Средне-Васюганскому нефтегазоносному району. Главный продуктивный подкомплекс — верхнеюрский.

Продуктивный пласт Ю₁³⁻⁴ сложен преимущественно мелкозернистыми песчаниками. В литологическом отношении пласт Ю₁³⁻⁴ сложен мелкозернистыми, тонко-мелкозернистыми, буровато-светло-коричневыми песчаниками, нефтенасыщенными песчаниками, в которых отмечаются прослои песчаников карбонатных толщиной 0.17 – 0.68 м.

Залежь нефти открыта в результате бурения разведочной скв. № 61Р. При испытании скв. № 61Р в интервале 2468.0 – 2488.0 м получен приток нефти дебитом 63.4 м³/сут. на 8 мм штуцере.

Продуктивная часть пласта вскрыта 17 скважинами, из них две разведочные скв. №№ 61Р и 64. Залежь нефти подтверждена работой 6 эксплуатационных скважин (№№ 203, 204, 205, 209, 211, 214), в которых получены дебиты жидкости от 11 м³/сут. (скв. № 205) до 122 м³/сут (скв. № 214), при обводненности от 0.3% (скв. № 214) до 8% (скв. № 205).

Водонефтяной контакт в проницаемой части вскрыт в скв. №№ 208, 222, 220, 205, 217, 64 на а. о. соответственно -2411.4 м, -2413.4 м, -2409.6 м, -2414.1 м, -2407.6 м, - 2413.1 м. В законтурной скв. № 201 кровля водоносного пласта проходит на отметке - 2422.3 м. Колебания контакта по скважинам эксплуатационного фонда авторы связывают с неточностью замеров кривизны, причем наибольшее различие в контактах наблюдается по скважинам с большим отходом от устья скважины (скв. № 217). Таким образом, ВНК по залежи принимается на основании скв. №№ 222, 205, 64 на а. о. – 2413 м.

Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 5.9 x 3.1 км, высота 34 м. Общая толщина пласта Ю₁³⁻⁴ в среднем составляет 15.7 м, изменяясь в диапазоне от 13.7 м (скв. № 64Р) до 17.6 м (скв. № 204), что свидетельствует о выдержанности пласта по толщине.

Эффективная толщина по залежи изменяется от 10 (скв. № 61) до 16.2 м (скв. № 204), в среднем по скважинам составляет 12.3 м.

Нефтенасыщенная толщина изменяется от 6.3 (скв. № 64Р) до 15.9 м (скв. № 204), в среднем по скважинам составляет 10.9 м.

Коэффициент песчаности изменяется от 0.64 до 0.94, в среднем составляет 0.77, расчлененность – 2.1.

Таким образом, промышленная нефтеносность установлена в пласте Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты. По данным опробования получены притоки нефти до 118 м³/сут. По своим характеристикам пласт не отличается от аналогичных одновозрастных пластов данного региона.

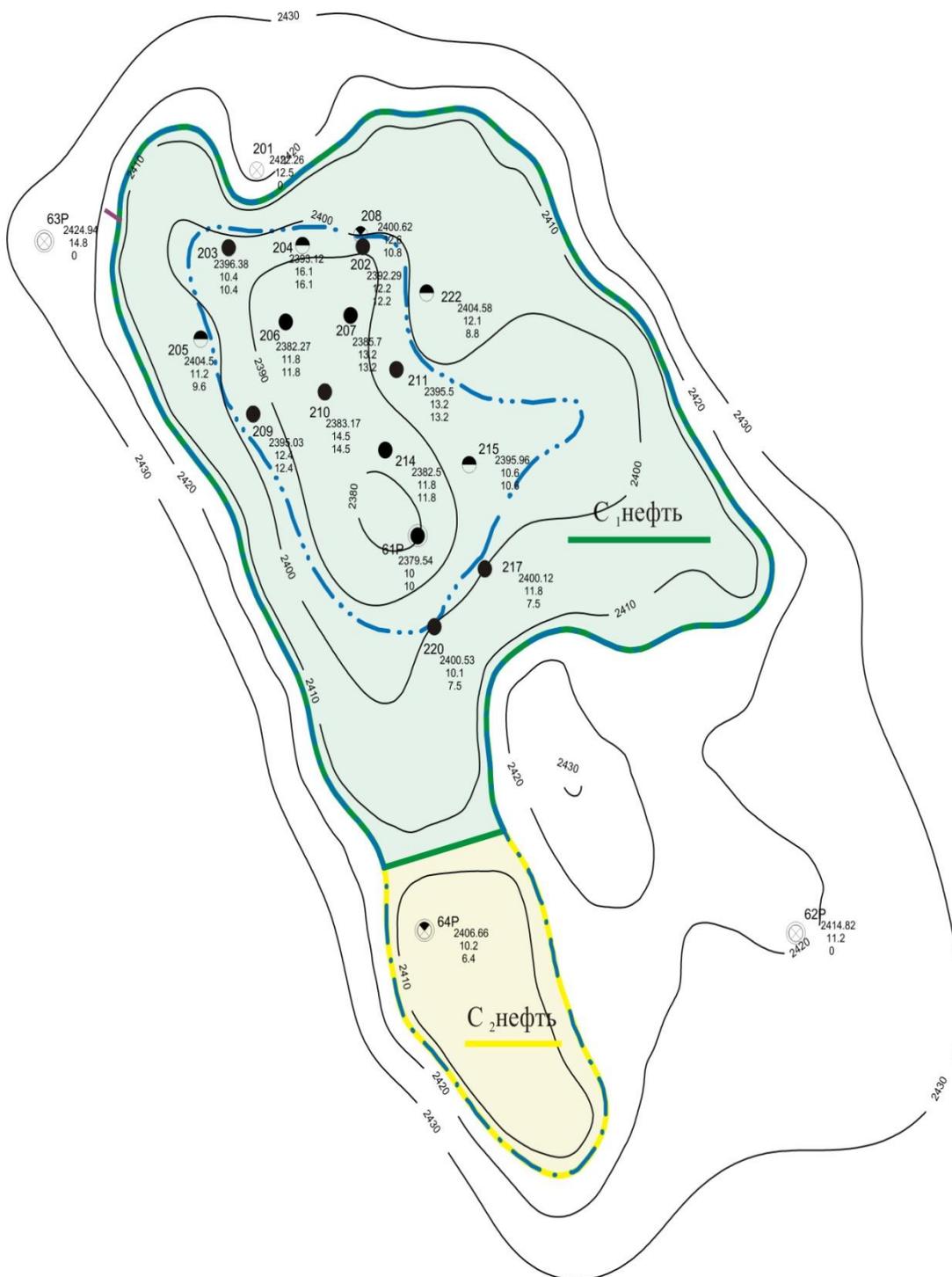


Рисунок -4. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пласта Ю₁³⁻⁴. Масштаб 1:25 000

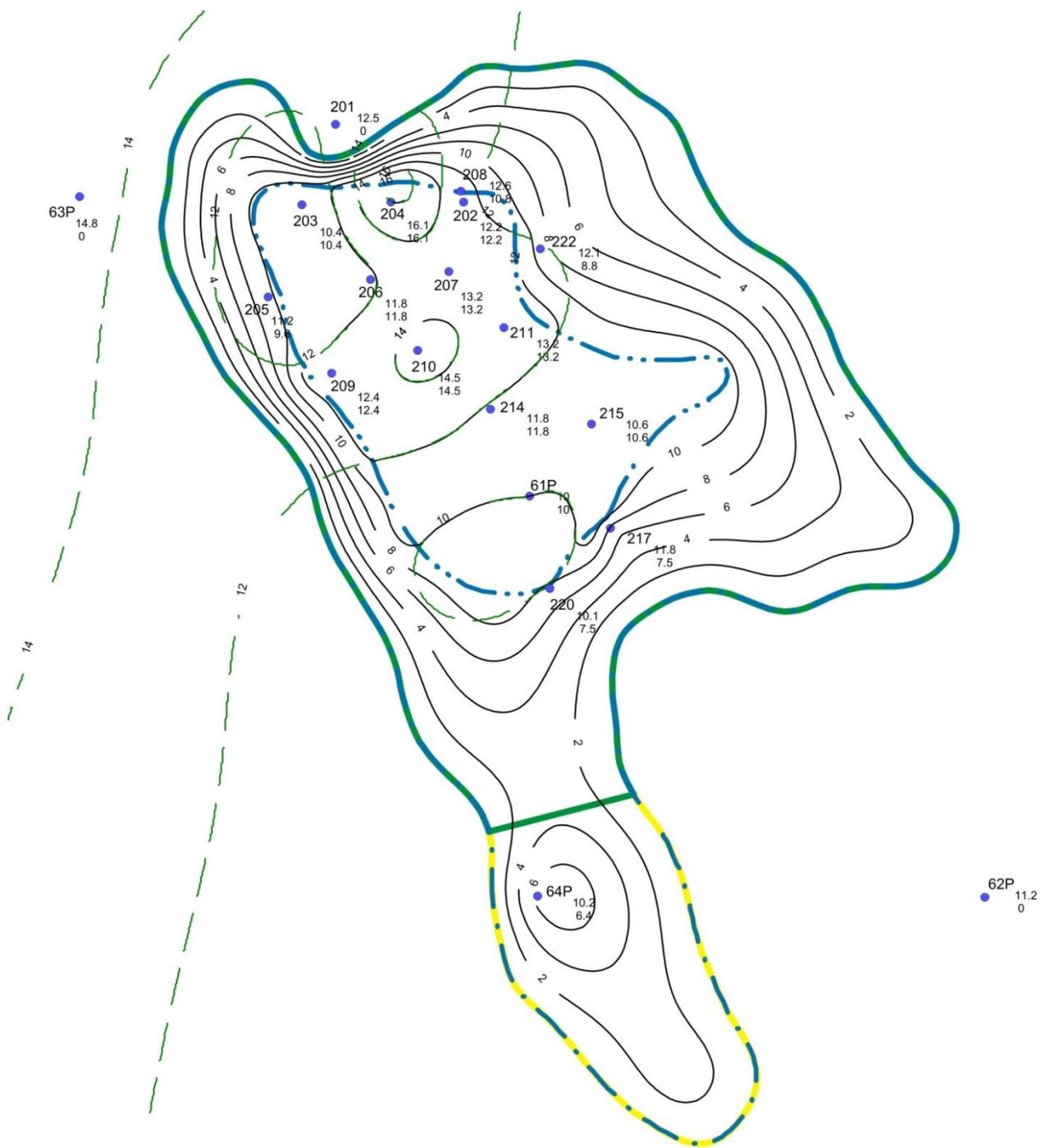


Рисунок 5- Карта нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁³⁻⁴. Масштаб 1:25000

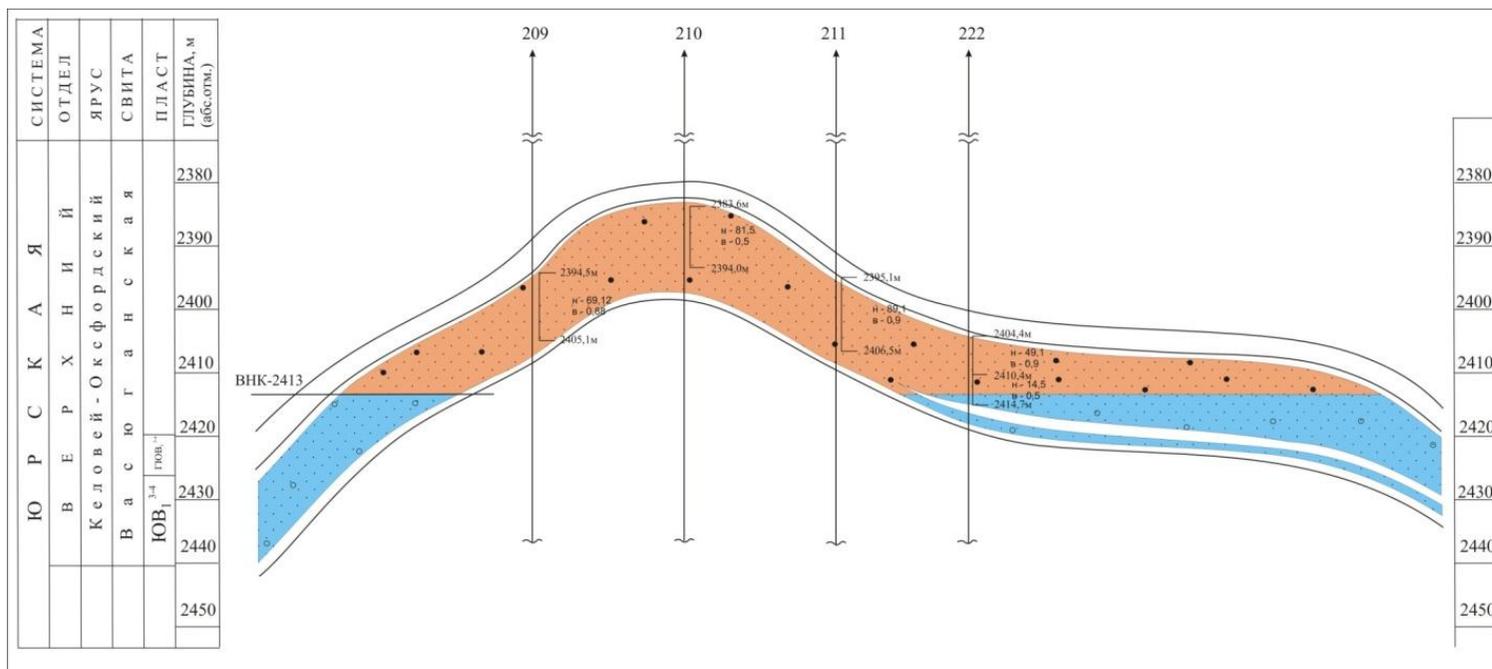


Рисунок 6- Геологический профиль по линии скважин 209, 210, 211, 222 Ключевского месторождения. Пласт Ю₁³⁻⁴

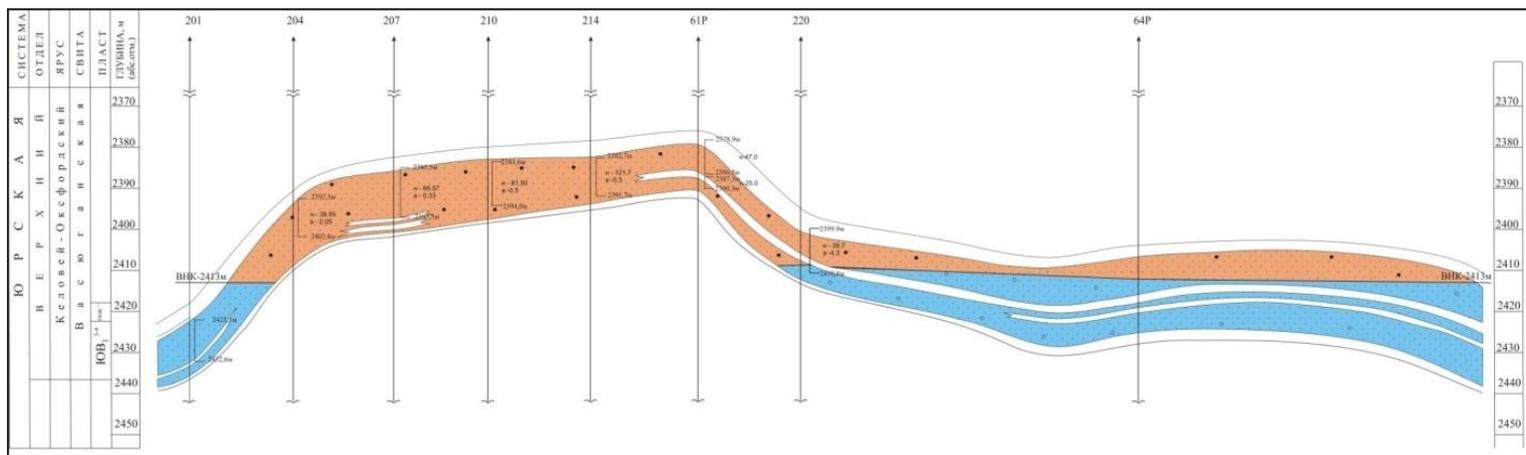


Рисунок 7- Геологический профиль по линии скважин 201, 204, 207, 61P, 220, 64P Ключевского месторождения. Пласт Ю₁³⁻⁴

2.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные свойства нефтеносных комплексов.

В пределах Ключевского месторождения по отложениям продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴ проходка с отбором керна составила 49 м при линейном выносе 43.9 м (89.6%). Керном охарактеризована как нефтенасыщенная, так и водонасыщенная часть пласта. Вынос керна по нефтенасыщенной части составляет 10 м, по водонасыщенной 0.7 м.

Всего по пласту Ю₁³⁻⁴ на Ключевском месторождении выполнено 85 определений пористости и 78 определений проницаемости из продуктивных интервалов (табл. 2-3).

Фильтрационно-емкостные свойства пород пласта Ю₁³⁻⁴ на Ключевском месторождении были изучены по образцам керна, отобранном из 2 скважин.

Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности пласта Ю₁³⁻⁴ приведена в табл. 3

Таблица 2

Освещенность керном геологического разреза в скважинах, пробуренных на Ключевском месторождении

№ скважины	Проходка с отбором керна по пласту		Освещенность керном толщины пласта								Количество образцов керна		
			общая		эффективная		нефтенасыщенная		водонасыщенная		Кп	Кпр	Ков
			м	%	м	%	м	%	м	%			
Пласт Ю₁³⁻⁴													
61P	17	81	13.2	62.6	10.7	91.8	10	100	0.7	43.8	-	-	-
207	14.4	94.7	13.1	86.2	13	98.5	13	98.5	-	-	34	34	15
214	17.6	100	17.6	100	11.8	100	11.8	100	-	-	51	44	23
Итого:	49	91.1	43.9	81.6	35.5	97	34.8	99.4	0.7	43.8	85	78	38

Таблица 3

Таблица средневзвешанных по толщине значений коллекторских свойств пласта Ю₁³⁻⁴ Ключевского месторождения

Пористость (Кп), %					Проницаемость (Кпр), *0.001 мкм ²					Остат. водонасыщенность (Кво), %				
к-во скв.	к-во опр.	min	max	средне-взвеш.	к-во скв.	к-во опр.	min	max	средне-взвеш.	к-во скв.	к-во опр.	min	max	средне-взвеш.
2	85	13	17.4	15.4	2	78	1.2	55.9	28	2	38	30.7	60.5	37.1

По данным исследования керна и результатам статистической обработки исходных материалов породы-коллекторы пласта Ю₁³⁻⁴ Ключевского месторождения обладают следующими фильтрационно-емкостными свойствами.

Открытая пористость. Коллекторы пласта Ю₁³⁻⁴ на Ключевском месторождении имеют пористость в пределах от 13% до 17.4% при средневзвешенном по толщине значении 15.4% (табл. 2.2).

Абсолютная проницаемость пород. Проницаемость пород пласта Ю₁³⁻⁴ изменяется от 1.2 мД до 55.9 мД, в среднем составляя 28 мД.

Остаточная водонасыщенность. Среднее значение остаточной водонасыщенности составляет 37.1% при диапазоне изменения Кво от 30.7% до 60.5%.

Результаты гранулометрического анализа показали, что основная масса коллекторов, входящих в состав отложений пласта Ю₁³⁻⁴, имеют среднемелькозернистый и мелкозернистый с алевритовой примесью гранулометрический состав, с уменьшением размеров зерен вниз по разрезу; среднюю, участками плохую сортировку обломков. Физические свойства представлены в таблице 4

Таблица 4

Литология	ΔU , мВ (ПС)	ρ_k , Ом·м (БК)	σ_k , см/м (ИК)	I_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

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Основной задачей поисково-разведочного бурения на Ключевском месторождении являлось изучение нефтеносности юрских отложений. Разведочное бурение проектировалось провести с целью оценки нефтеносности разреза в пределах замкнутого контура структуры по изогипсе -2440 м.

Проектом поисково-разведочного бурения предусматривалось бурение 4-х разведочных скважин. Общий проектируемый объем бурения составлял около 12 000 м.

В 1968 году для разведки продуктивности горизонта Ю₁ в своде Ключевской структуры была пробурена разведочная скважина № 61Р до глубины 2750 м, при испытании данного горизонта был получен фонтан нефти. Новое месторождение было названо по аналогии с Ключевской структурой III порядка.

В скважине № 61Р была испытана средняя часть тюменской свиты пласт Ю₅, в результате чего был получен приток воды.

В 1969 году было пробурено еще две разведочные скважины №№ 62Р, 63Р.

Скважина № 62Р расположена на юго-восточной части месторождения. Скважина № 63 Р пробурена на северо-западной части площади.

В скважине № 62Р в открытом стволе были испытаны пласты ПК₁₋₂, А₁, в обоих случаях получен отрицательный результат. В скважине № 63Р испытания проводились только на горизонт Ю₁, но положительных результатов также не принесли.

В 1970 году на юго-западной части Ключевского месторождении была пробурена разведочная скважина № 64Р. Цель бурения скважины - подтверждение залежи нефти в пласте Ю₁ и уточнение положения ВНК. Скважина вскрыла отложения тюменской свиты, её забой 2601 м. Кровля пласта Ю₁ вскрыта на

глубине 2492 м (а. о. 2390,4), что почти на 30 м ниже, чем в сводовой скважине № 61Р. В керне, поднятом из кровельной части пласта Ю₁ (инт-л 2490-2499м), отмечен запах нефти. Представлен пласт в основном плотными слабопроницаемыми разностями пород. В других частях разреза скважины 64Р продуктивных пластов не обнаружено. По скважине № 64Р были испытаны пласты ПК₁₈₋₁₉, Б₁₀, получены притоки воды. При испытании пласта Ю₁¹ получен приток фильтрата глинистого раствора дебитом 0,4 м³/сут с незначительной плёнкой нефти.

Проведенное разведочное бурение выявило нефтеносность только отложений верхней юры – горизонта Ю₁.

Таким образом, на момент оперативной оценки по итогам работ в 1970 году было пробурено 4 скважины. Запасы нефти поставлены на баланс Росгеолфонда протоколом ЦКЗ от 14 апреля 1971 года.

После чего разведочные работы на месторождении были прекращены.

Одним из основных результатов ГРП, проведенных до первой оценки запасов нефти, стало открытие нового месторождения.

С 1971 года по 2002 год на месторождении никаких работ не проводилось.

В 2002 году начата промышленная разработка месторождения.

Далее изучение месторождения продолжалось в процессе бурения эксплуатационных скважин. Из эксплуатационных скважин был отобран керн, были отобраны глубинные пробы нефти.

В 2005-2006 годах предприятием ОАО «Ставропольнефтегеофизика» была проведена новая сейсморазведка МОГТ-2Д-ВРС на Средненюрольском лицензионном участке ОАО «ВТК», в пределах которого находится Ключевское месторождение.

Таким образом, на дату подсчёта запасов на месторождении пробурено 4 поисково-разведочные скважины, общий метраж составил 10604 м (таблица 5).

Таблица 5 Выполненный комплекс ГИС Ключевского месторождения

№ скв.	Масштаб	Стандартный картаж	БКЗ+ПС	МКЗ	Кавернометрия (МКВ) профилометрия	Резистивиметрия	ГК	НГК, (НКТ)	ИК	БК (МБК)	АК	АКЦ	ОЦК	Инклинометрия
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
61P	1:200	393-2739	390-2743	2420-2749	389-2748	389-2348	78-2741	80-2742					30-2669	0-2750
62P	1:200	370-2624	370-2624	2128-2623	370-1538	2120-2581	16-2614	48-2617						0-2624
63P	1:200	390-2627	1500-2623	1496-2675		1496-2611								0-2623
64P	1:200	410-2590	410-2610			2040-2600								0-2610
201	1:200	2934-3224	2938-3218			2934-3211	4-3204	(4-3204)	2947-3224	2945-3222		15-3195		0-3224
202	1:200	560-2392	2459-3053			2455-3040	3-3052	(3-3052)	2469-3054	2467-3052		5-3003		0-3050
203	1:200	2636-2972	2636-2964			2632-2960	7-2970	(7-2970)	2645-2973	2644-2972		46-2963		0-2970
204	1:200	2520-2898	2520-2900			2515-2891	5-2903	5-2903	2529-2904	2527-2903		7-2879		0-2904
205	1:200	2245-2832	2245-2833			2240-2826	9-2838	(9-2838)	2254-2840	2252-2838		21-2816		0-2840
206	1:200	2350-2718	2350-2718				8-2715	(8-2715)	2350-2717	2350-2715		10-2702		0-2700
207	1:200	2467-2749	2471-2738			2471-2733	5-2748	(5-2749)	2471-2747	2471-2745		10-2735		0-2747
208	1:200	2520-2970	2523-2966			2519-2958	4.5-2967	(4.5-2968)	2533-2972	2531-2970		8-2951		0-2960
209	1:200	2363-2652	2359-2652			2355-2643	5-2626	(5-2626)	2368-2656	2366-2654		6-2623		0-2650
210	1:200	2357-2585	2357-2585			2352-2590	5-2547	(5-2547)	2366-2590	2365-2588		10-2735		0-2580
211	1:200	2096-2660	2101-2654			2096-2647	5-2660	(5-2660)	2110-2660	2108-2658		7-2645		0-2640
214	1:200	686-2570	686-2570	2370-2571	690-2572	710-2576	4-2576	(4-2576)	695-2574	693-2573	2368-	4-2557		0-2570

										(2370-2571)	2574			
215	1:200	2514-2781	2519-2775			2515-2781	2566-2777	(2566-2779)	2528-2781	2526-2779		5-764		0-2777
217	1:200	2560-2900	2556-2893			2552-2888	2597-2899	(2599-2901)	2566-2901	2564-2900		0-2885		0-2880
220	1:200	2558-2890	2562-2884			2558-2876	2580-2890	(2582-2891)	2571-2890	2569-2888		33-1012		0-2885
222	1:200	2669-2974	2669-2974			2665-2965	3-3007	(3-3007)	2678-2978	2676-2977		5-3005		0-2960

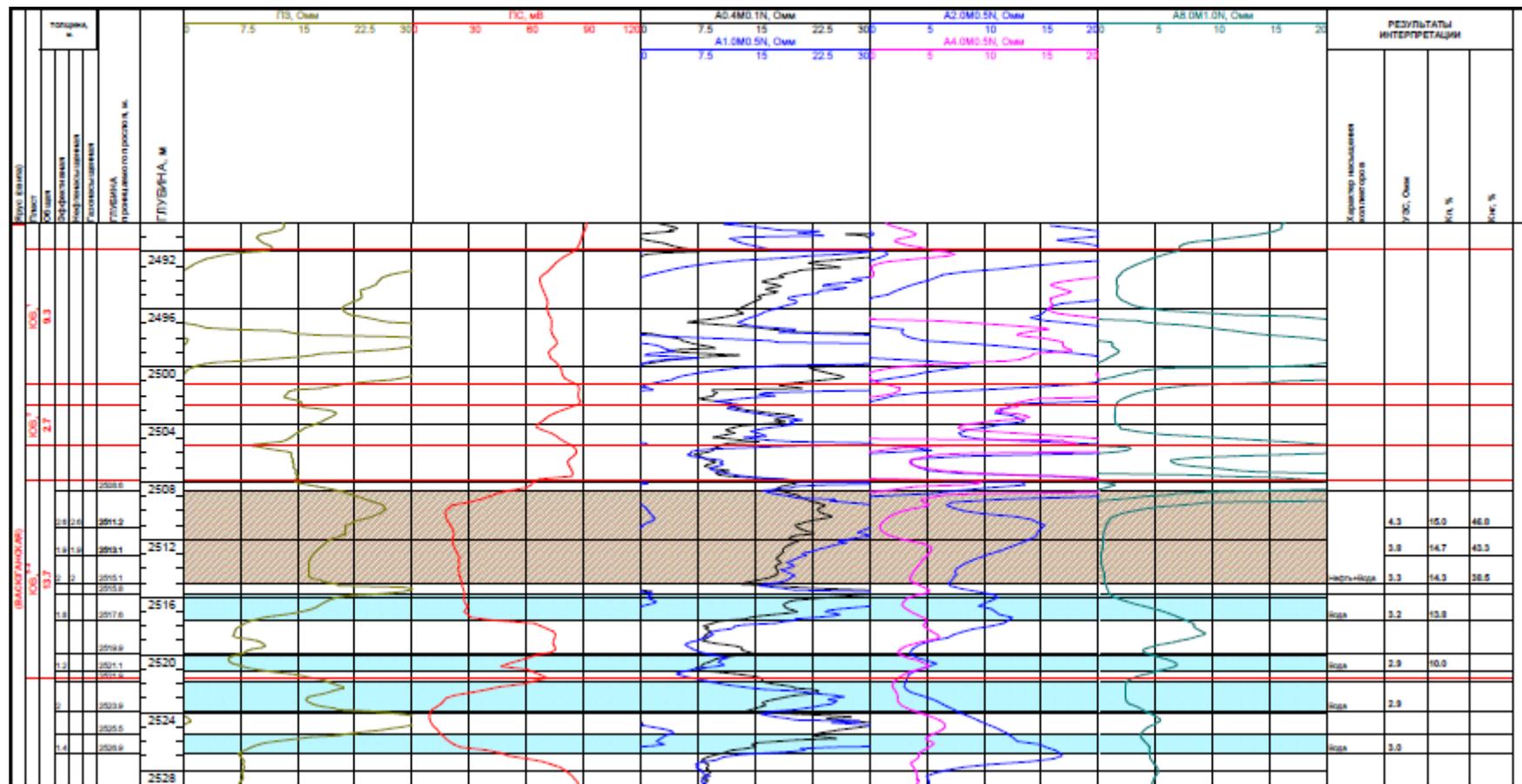


Рисунок 8- ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА скважина № 64Р пласт Ю1 3-4

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

Задачи ГИС на стадии разведки:

1. Литологическое расчленение и корреляция разреза;
2. Выделение коллекторов;
3. Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород;
4. Оценка характера насыщения и коэффициентов флюидонасыщенности;
5. Определение водонефтяного контакта.

4.2 Обоснование объекта исследований

На данном участке работ пласт $Ю_1^{3-4}$ является самым продуктивным. Основным вопросом проектирования является исследование фильтрационно-емкостных свойств пласта $Ю_1^{3-4}$ на Ключевском месторождении, для доразведки месторождения и переводов из категории запасов C_2 в C_1 будет запроектирована разведочная скважина №65Р. Строительство скважины будет осуществляться в верхне-сводовой части антиклинальной складки.

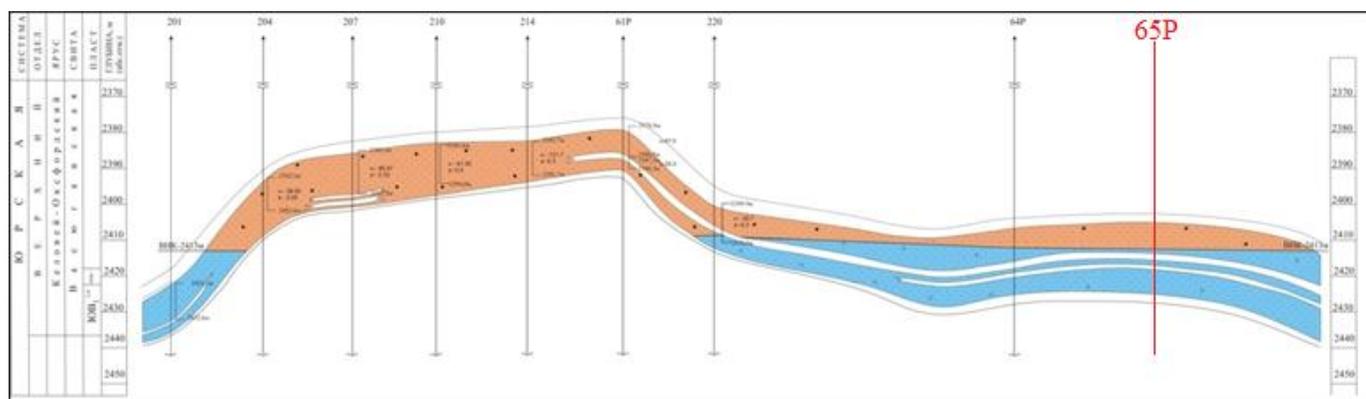


Рисунок 10 – проектная скважина отмечена красным

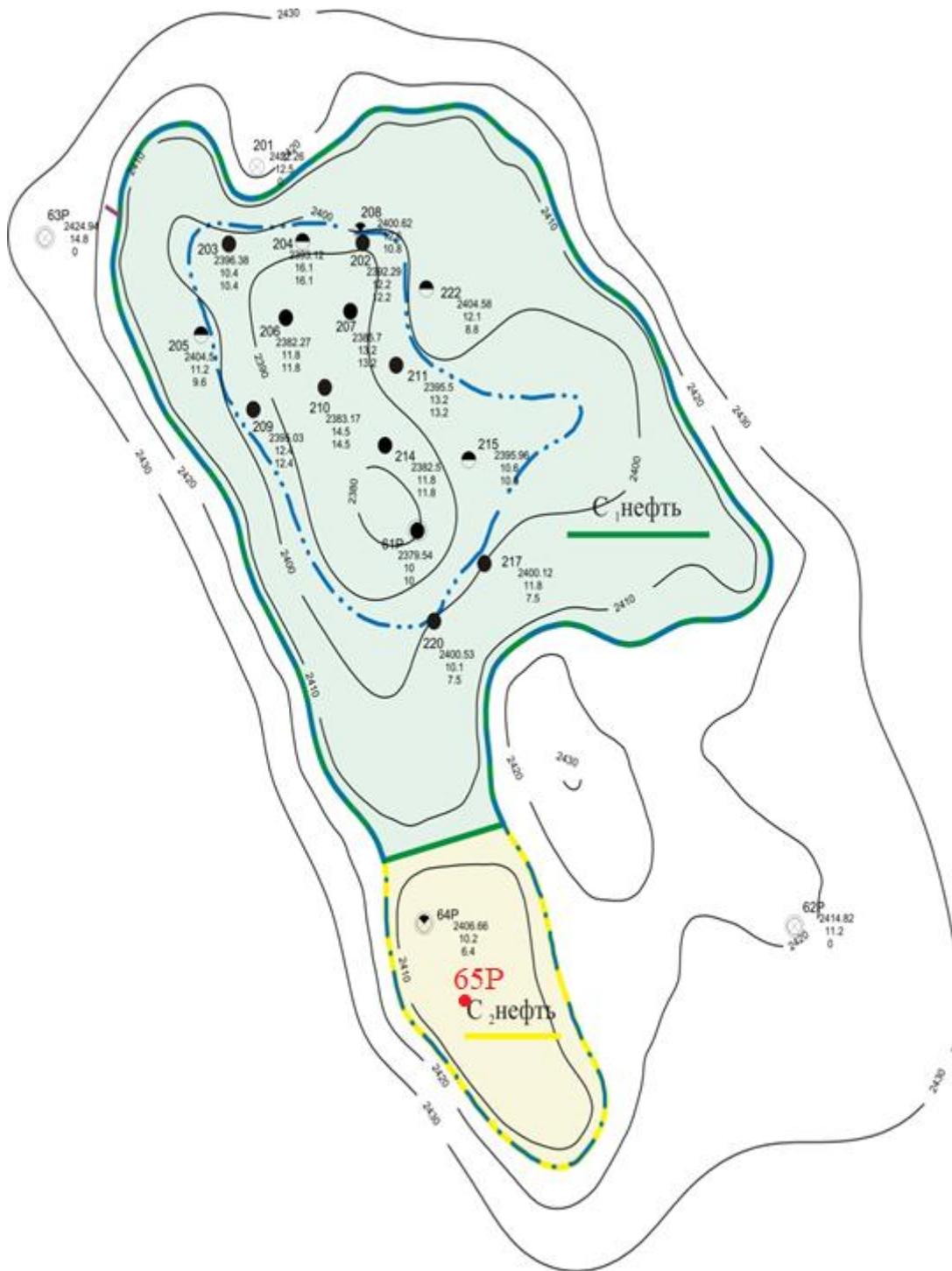


Рисунок 11- Красной точкой отмечена проектная скважина

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 № 214Ключевского месторождения.

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

Глины залегают в Васюганской 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 НН-К – высокое значение.

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 ННК-Т 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 ННК-Т, повышенными по ПС, высокими по БК.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Рассмотренные с помощью физико-геологической модели геофизические методы исследования необходимы для выполнения поставленных задач на запроектированном участке.

- стандартный каротаж (ПС, ИК) для проведения литологического расчленения разреза;
- РК (ГК + ННК-Т), для определения ФЕС пластов коллекторов;
- АК для определения коэффициента пористости;
- ВИКИЗ для выделения высокопористых и проницаемых пород, определение характера насыщения ;
- инклинометрия для определения траектории скважины;
- резистивиметрия для определения удельного сопротивления промывочной жидкости;
- Кавернометрия для определения профиля скважины;
- ННК-Т для определения ВНК ;
- ГГК-П для литологического расчленения и определения пористости .

Необходимый геофизический комплекс представлен в табличной форме

Таблица 6 – Необходимый геофизический комплекс

Задачи:	ПС	БК	ГК	ННК-Т	ГГК-П	БКЗ	ВИКИЗ	МГЗ, МПЗ	Резист	АК	КВ	ИС
Расчленение разреза	X	X	X	X	X					X		
Выделение коллектора	X		X			X	X	X			X	
$K_{гп}$	X		X									
$K_{п}$	X			X	X	X	X			X		
$K_{пр}^*$												
Характер насыщения						X	X					
Траектория скважины												X

Сопротивление промывочной жидкости									X			
Определение ВНК						X	X					

* - коэффициент проницаемости будет определяться по зависимостям Кп-Кпр, полученным при лабораторных исследованиях керна.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ)- метод состоит в измерение кажущего сопротивления набором однотипных зондов разной длины. Исходя из этого зонды имеют разную глубину исследования по прямой зависимости. Чем больше расстояние между питающим и принимающим электродом тем больше глубина проникновения. Исследование проходит в вертикальном и радиальном направлениях.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) -применяется для определения удельного сопротивления пластов, выделения в разрезе коллекторов, определения их характера насыщения и коэффициента нефтенасыщения. Проводится в скважинах, имеющих $r_p < 50 \text{ Ом} \times \text{м}$, $r_p / r_c < 200$, также во всех скважинах на непроводящих растворах.

Микрокартаж (МГЗ, МПЗ)- Диаграммы кажущегося сопротивления служат средством расчленения разрезов исследуемых скважин. Способы определения границ и толщин пластов по диаграммам основаны на знании форм кривых кажущегося сопротивления против одиночных пластов и их пачек. МПЗ-на кривых кажущегося сопротивления, записанных потенциал зондами, пласт ограниченной мощности при малом различии сопротивлений вмещающих пород выделяется аномалией, симметричной относительно середины пласта. МГЗ- на диаграммах кажущегося сопротивления, записанных градиент зондами, в большинстве случаев границы совпадают с экстремальными значениями сопротивления породы.

Резистивометрия- Метод состоит в том что используя систему питающих и принимающих электродом можно определить удельное сопротивление промывочной жидкости в скважине.

Метод самопроизвольной поляризации (ПС). Основан на изучении естественных электрических потенциалов горной породы. Появление данного поля связано с физическими и химическими процессами. Данные процессы происходят на поверхности раздела скважина-порода и между пластами, которые различаются по литологии. Возникновение потенциала происходит из-за диффузии солей пластовой воды и бурового раствора и в обратном порядке. По данным ПС в общем

случае, песчаники и алевролиты будут легко отличаться от глин отрицательными значениями $U_{пс}$ (Рисунок 8).



Рисунок 13 – Поведение кривой аномалии ПС

Индукционный метод (ИК)- метод основан на изучении в скважинах переменного магнитного поля низкой и высокой частоты, что позволяет измерять проводимость обратную величину сопротивления горных пород. Особенность метода является отсутствие влияния скважинного флюида на измерения.

Радиоактивный метод (ГК) основан на изучении естественной радиоактивности пород по стенке скважины. Данное явление обусловлено наличием в породе естественных радиоактивных элементов таких как: уран, торий и изотоп калия. Распад которых в природных условиях влечет за собой гамма-излучение.

По показаниям ГК можно также определить плотность пород. При одинаковой активности породы с меньше плотностью отмечаются большими значениями из-за менее интенсивного поглощения лучей

На рисунке 9 показано как различные литологические разности отображаются на кривой гамма каротажа. Глины и глинистые сланцы отображают самые высокие значения гамма активности, а чистые песчаники и известняки характеризуются низкими показаниями.



Рисунок 14 – Поведение кривой ГК в терригенном разрезе

Радиоактивный метод (ННК-т)— Сущность метода плотности тепловых нейтронов состоит в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на заданном расстоянии от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превратились в тепловые.

Замедляющие свойства среды зависят от водородосодержания. Поглощающие свойства среды зависят от водородосодержания, а также от содержания таких элементов как: хлор, бор, железо, марганец и др. которые обладают высоким сечением захвата тепловых нейтронов в окружающей среде. ННК-Т применяется для решения следующих задач: литологическое расчленения разреза; определение их пористости.

Плотностной Гамма Гамма метод – метод основан на измерении интенсивности рассеянного гамма-излучения регистрируемая индикатором которая зависит от плотности породы. По мере увеличения плотности рассеивающей среды интенсивность гамма-излучения сначала возрастает достигая максимума а потом падает. Повышение интенсивности регистрируемого излучения в области малых плотностей обусловлено увеличением количества рассеянных гамма-квантов в связи с ростом числа электронов в единице объема породы и, следовательно, с увеличением ее плотности. Последующее уменьшение интенсивности гамма-излучения связано с поглощением веществом части рассеянных гамма-квантов вследствие фотоэффекта. Глубинность исследования плотностного метода рассеянного гамма излучения мала (10-15 см) и зависит от длины зонда, мощности источника, энергии первичных гамма-квантов, плотности горных пород.

Кавернометрия (КВ). Метод основан на измерении фактического диаметра скважины. В разрезе с различными горными породами фактический диаметр скважины не всегда является номинальным. Диаметр может увеличиваться и также уменьшаться. Для измерения профиля скважины используется каверномер. Измерительная часть прибора состоит из специальных рычагов, которые центрируют прибор относительно стенок скважины. По изменениям во взаимно перпендикулярных плоскостях можно рассчитать средний диаметр.

Акустический каротаж (АК). Метод основан на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн.

Инклинометрия (ИС)- Метод измерения азимутального и магнитного угла скважины для построения пространственной модели скважины.

5. Методические вопросы

5.1 Методика проведения проектных геофизических работ

Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ. В проектной скважине работы проводятся по технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых месторождениях.

Технология проведения геофизических исследований в скважинах на объекте работ сводятся к следующему:

- подготовительные работы на базе каротажного отряда и непосредственно на скважине;
- геофизические исследования в скважинах;
- первичное редактирование данных ГИС, контроль их качества;
- сдача-приемка полевых материалов в камеральную группу геофизической партии.

Все виды каротажных работ выполнялись в соответствии с «Инструкцией по проведению геофизических исследований рудных скважин», утвержденной Министерством природных ресурсов Российской Федерации от 06.12.2000 г, инструкциями заводов разработчиков аппаратуры и другими руководящими дополнениями к данным инструкциям.

К полевым измерениям в скважинах допускалась аппаратура и скважинные приборы, прошедшие все необходимые метрологические поверки в соответствии с действующими ГОСТами и другими руководящими документами по проведению различных видов каротажа. Вся скважинная геофизическая аппаратура, полевые калибровочные устройства (ПКУ), используемые при проведении работ, прошли метрологическую экспертизу в центре метрологии и стандартизации геофизических технологий. В сертификатах указаны условия и результаты калибровки. Подготовительные работы перед проведением ГИС проводят в стационарных условиях на базе геофизического предприятия (производителя работ) и непосредственно на скважине.

Каротажный отряд предприятия получает заявку на геофизические исследования и работы в которой описано согласование между заказчиком и подрядчиком. Далее партия получает необходимое оборудование, расходные материалы и источники искусственного радиоактивного излучения. В базу данных каротажного регистратора вносит сведения о рабочем объекте, периодические калибровки.

По прибытию на скважину персонал каротажной партии (отряда) проверяет подготовленность бурящейся, либо действующей скважины к исследованиям и работам согласно техническим условиям на их подготовку для проведения ГИС и подписывает акт о готовности скважины к проведению исследований и работ, также проверяет правильность задания, указанного в заявке, и при необходимости уточняет его с заказчиком. Партия устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья, лабораторию в 5-10 м от подъемника и выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями. Также партия подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору автономной силовой установки, перевозимой подъемником.

Отряд выматывает кабель с барабана лебедки вручную или с помощью привода лебедки, на такую длину что бы ее хватило для провода через направляющий и подвесной ролик с возможностью подключения прибора на мостках.

Далее производится крепление направляющего и подвесного роликов. К направляющему ролику подсоединяют датчики: магнитных меток, глубины и натяжения. Затем заводят кабель через систему блок-баланс и производят подключение оборудования. Подъем скважинного прибора на устье скважины производится с помощью каротажного подъемника либо легости.

5.2 Аппаратура и условия записи

В проектной скважине будет выполняться обязательный комплекс геофизических исследований, который включает исследования по всему стволу скважины в масштабе глубин 1:500 методами: ПС, ГК, ННК-Т, кавернометрию, инклинометрию (через 25 м),

Детальные исследования проводятся в интервалах продуктивных отложений в масштабе глубин 1:200 методами: ВИКИЗ, ПС, кавернометрия, АК, ГК, ННК-Т, ГГК-П

Запись кавернометрии выполняется функцией определения изменений профиля скважины. Это один из методов, позволяющих качественно разделять породы на коллекторы и неколлекторы.

Кавернометрия выполняется по всему стволу в масштабе глубин 1:500, в интервалах проведения ВИКИЗ – в масштабе 1:200. Масштаб записи кривых – 2 см/см. Запись проводится со скоростью регистрации до 2000 м/час. В эксплуатационных скважинах недовыполнение исследований каверномером связано с большими углами наклона скважин (свыше 15 градусов).

Инклинометрия (ИС)- проводится в скважине аппаратурой с шагом измерения 25 м.

Радиоактивные методы исследования (ГК, ННК-Т, ГГК-П) проводятся в исследуемом интервале с масштабом глубин 1:200 со скоростью 150-300 м/час; и в масштабе 1:500 со скоростью записи 500-800 м/час от продуктивных горизонтов до устья. Масштаб записи кривых ГК – 0,5-1,0 мкр/час на 1 см;

ГК – имеет сцинтилляторы сделанные из кристаллов NaI(Tl) (40x80) с фотоэлектродным множителем ФЭУ-74, или газоразрядные счетчики типа СНМ-18. Мощность используемых для записи НКТ источников (Po-Be или Pu-Be) не ниже 9×10^6 н/сек. Постоянная времени интегрирующей ячейки – в диапазоне 1,5-12 сек.

Акустический каротаж (АК)- в открытом стволе будет выполнен в исследуемом интервале в масштабе 1:200 и выше по разрезу – в масштабе 1:500 в пяти скважинах месторождения с целью получения информации о скоростной характеристике разреза и данных для определения коллекторских свойств[8]. Скорость регистрации АК – в пределах 1200-1500 м/час; применяемая аппаратура МЕГА-2 (Рисунок 11, 12).

Для приема и обработки сигналов с каротажных приборов будет использован аппаратный наземный комплекс МЕГА-МАКС. Комплекс включает в себя консоль, на которой отображается скорость записи, сила натяжения кабеля и показания датчика глубины.

Стойка состоит из перфорационной панели, универсального источника питания, блока скважинного интерфейса, моноблока, блок управления резервом, термопринтер, источник бесперебойного питания, климат контроля и резервных блоков.

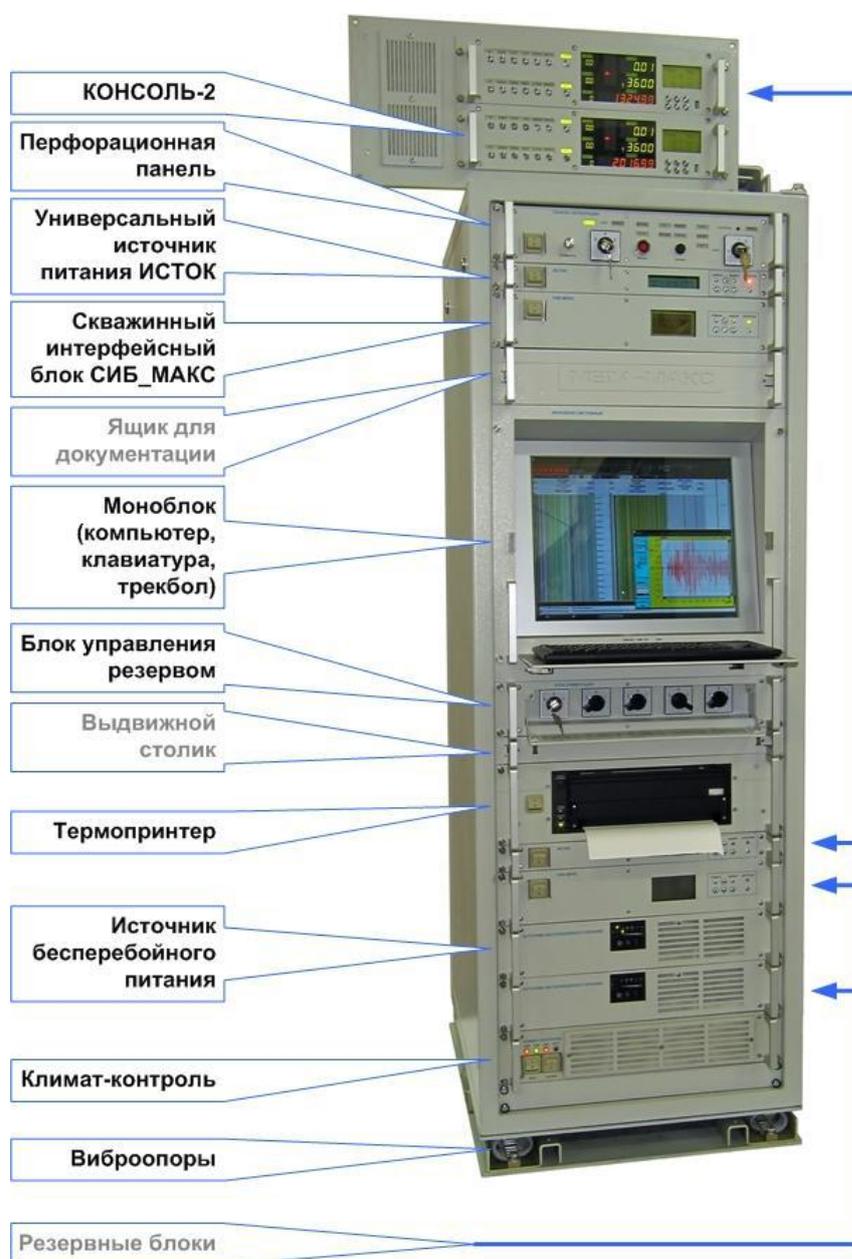


Рисунок 15- Наземный комплекс МЕГА-МАКС

Для каротажа открытого ствола скважины был выбран скважинный комплекс МЕГА-2. В таблице ниже приведены основные технические характеристики.

Таблица 7- Основные технические характеристики комплекса МЕГА-2

Основные технические данные	Значение параметра	Допуск
Электрическое напряжение постоянного тока комплекса на его входе, В	200	± 10
Температура окружающей среды рабочих условий применения, °С	От +5 до +120	Не более
Верхнее значение гидростатического давления рабочих условий применения, МПа	80	Не более
Продолжительность непрерывной работы в нормальных рабочих условиях, ч	8	Не менее
Время установления рабочего режима, мин	5	Не более
Максимальная длина грузонесущего геофизического кабеля КГ 3-60-180-1, м	6000	Не более
Диаметр модулей МЕГА-2, мм	76	Не менее

Комплекс МЕГА-2



Рисунок 15 -Комплекс МЕГА-2

Комплекс МЕГА-2 (продолжение)

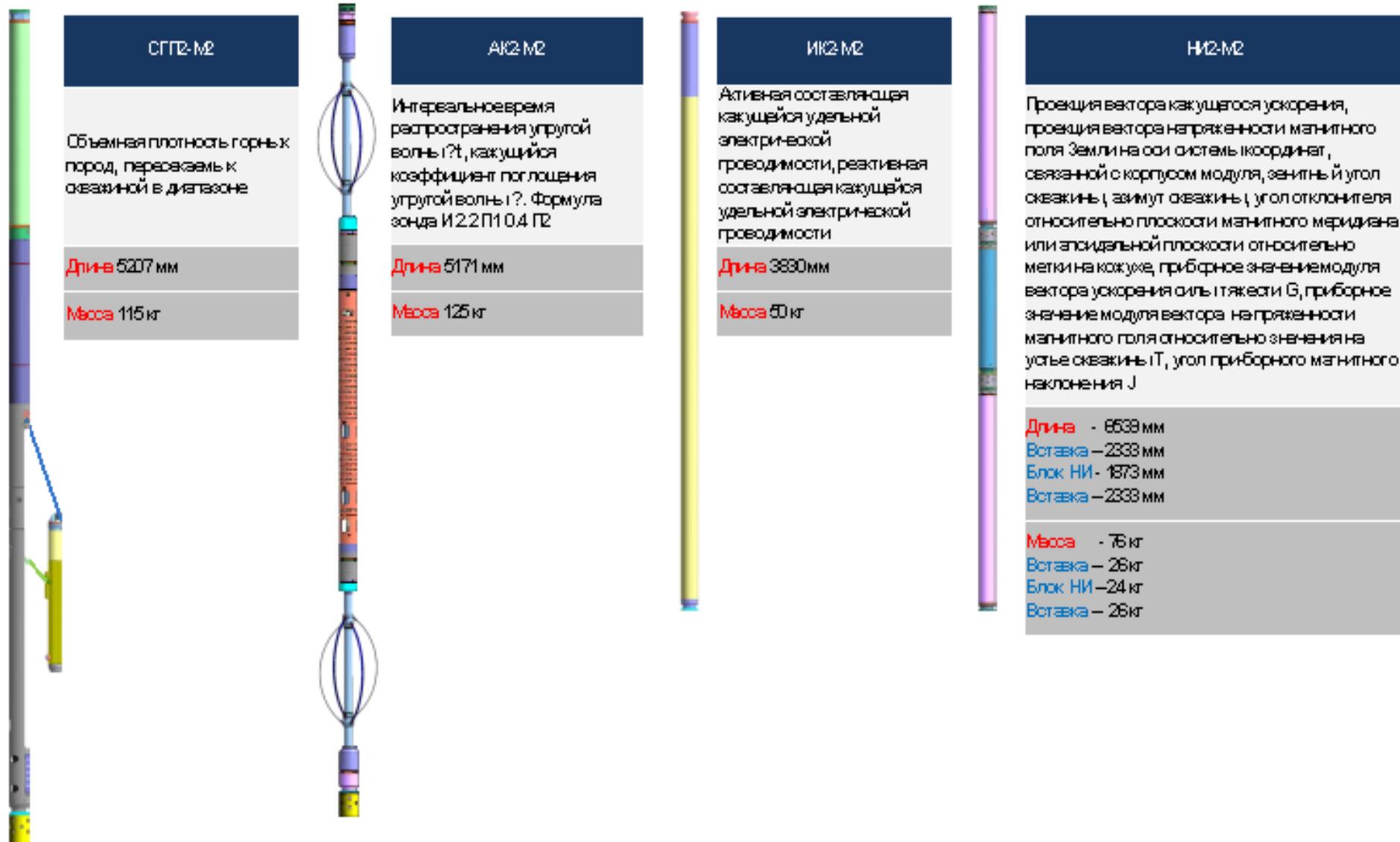


Рисунок 16 – Комплекс МЕГА-2 продолжение

5.3 Метрологические исследования

К проведению скважинных исследований допускаются только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку. Метрология каротажных работ осуществлялась на основе действующих ГОСТов, стандартов и иных нормативно-технических документов.

Метрологическое обеспечение ГИС включает два этапа:

а) метрологическое обеспечение средств измерений (СИ), т.е. скважинной и наземной аппаратуры, геофизических лабораторий, петрофизических приборов;

б) процесс измерения – в скважине, петрофизической лаборатории, интерпретационной партии.

Подготовка аппаратуры к эксплуатации состоит из внешнего осмотра, градуировки и поверки. Метрологическая поверка может быть выполнена только с помощью аттестованных моделей пластов или стандартных образцов.

Аппаратура калибруется с использованием эталонных образцов указанных в документации к оборудованию и производится с действующими стандартами для каждого из типов приборов.

Периодическую калибровку выполняют с использованием калибровочных установок и оборудования, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудования[9].

Все оборудования для калибровки проходит своевременную государственную аттестацию.

5.4 Интерпретация геофизических данных

Камеральная обработка данных геофизических исследований и интерпретация результатов выполняются в нескольких этапах. После сдачи полевого материала в камеральную группу, в первую очередь результаты ГИС подлежат тщательному контролю, цель которого - выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка. Качество

измерений характеризуется тремя оценками: «хорошо», «удовлетворительно», «брак».

Хорошее качество: результаты измерений полностью соответствуют требованиям настоящей «Инструкции...».

Удовлетворительное качество: результаты измерений не выходят за пределы допустимых погрешностей, но данные записаны с дефектами. К дефектам относят: отсутствие до 20% меток глубин; отсутствие в заголовке некоторых сведений; отсутствие повторных или контрольных записей, если погрешность измерений может быть оценена иным путём; отсутствие одной из калибровок, выполненных до или после исследований; небольшие разрывы в массиве данных, вызванные затяжками сборки (прибора), если они не препятствуют выдаче заключения; для данных БКЗ – отклонение показаний одного из зондов длиной более 0,6 м от кривой зондирования в пределах 20%, для зондов длиной 0,4-0,6 м – в пределах 10% (отклонение определяется при обработке данных БКЗ в пластах толщиной более 8 м); прочие недостатки и упущения, не исключающие возможности использования кривых для решения задач, поставленных перед данным видом исследования.

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

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

В заголовке диаграммы стандартного каротажа должны содержаться следующие общие сведения:

- а) наименование геофизического треста;
- б) название предприятия бурения;
- в) название площади, номер куста и номер скважины;
- г) вид исследования;
- д) данные о скважине: глубина забоя (м), долото (диаметр, глубина);

- е) данные о промывочной жидкости: плотность, вязкость, водоотдача;
- ж) данные о наземном и скважинном оборудовании: тип лаборатории, прибора, система регистрации;
- з) масштабы регистрации кривых и глубин;
- и) дата измерений и фамилия начальника партии.

В зависимости от решаемых задач, характера используемой при этом информации, различают следующие виды интерпретации:

Раздельная – заключается в обработке диаграмм каждого метода с целью выделения в разрезе скважин границ пластов с различной характеристикой и оценки их физических свойств.

Комплексная – заключается в совместной обработке данных разных методов с целью построения литологической колонки, выделения нефтегазонасыщенных пластов и их промышленной оценки.

Количественная – проводится с помощью теоретических кривых, таблиц, палеток для внесения поправок в результаты измерений, по которым оцениваются физические свойства пород каждого метода.

Качественная – сводится в основном к корреляции геолого-геофизических разрезов и геологическим построениям.

5.5 Литологическое расчленение терригенного разреза

Метод ПС позволяет выделить в песчано-глинистом разрезе две группы пород. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаки $< - >$ и $< + >$ обычно расположены так, что отклонение кривой влево означает уменьшение потенциала, вправо - его увеличение. В качестве условной нулевой линии для отсчёта значений потенциала ПС используют линию глин. Отклонение кривой ПС в точке измерения от линии глин называют амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации.

К песчаным породам, отмечаемым отклонением кривой ПС в сторону отрицательных значений, относятся: пески, песчаники и чистые от примесей глин алевролиты. Глинистые породы - глины, глинистые сланцы и аргиллиты отмечаются положительными значениями.

Метод ИК позволяет провести выделение плотных и проницаемых пластов, тем самым уточняет литологию песчано-глинистого разреза. Наиболее высокая проводимость соответствует водонасыщенным песчаникам, а при насыщении песчаных пластов нефтью или газом, их проводимость падает. Плотные породы отмечаются низкими значениями проводимости.

5.6 Выделение пластов коллекторов

Определению коллекторов по сведениям ГИС содействует ряд беспристрастных симптомов. Ведущими из их считаются вторжение фильтрата бурого раствора в проницаемый пласт и присутствие свойственных показаний на геофизических кривых, которые более достоверны при всеохватывающем исследовании симптомов коллекторов.

Проникновение фильтрата бурого раствора в пласт имеет возможность быть установлено по следующим признакам :

- наличие глинистой корки против проницаемого пласта ($d_c < d_n$);
- по данным ВИКИЗ свидетельствующим о наличии зоны проникновения (ЗП). При проникновении фильтрата бурого раствора в нефтегазоносный коллектор, как правило, наблюдается понижение сопротивления ЗП по сравнению с сопротивлением неизменной части пласта (понижающее проникновение), при фильтрации в водоносный пласт – обратная картина (повышающее проникновение).
- двум замерам удельного сопротивления, выполненным в разное время, по данным БК и ИК. Различие в разновременных показаниях удельного электрического сопротивления возникает вследствие изменения с течением времени характеристик проникновения фильтрата бурого раствора в пласт-коллектор;
- положительному расхождению кривых кажущегося удельного сопротивления;
- расхождению кривой ННК-Т и нормированной кривой удельного сопротивления против коллектора с межзерновой пористостью.

Песчанистые и алевроитовые (слабосцементированные неглинистые) коллекторы с учетом перечисленных выше показателей коллекторов в песчано-глинистом (терригенном) разрезе более точно отличаются по сумме

диаграмм ПС, ГК и кавернограммы. Напротив чистых коллекторов имеются: наибольшее аномалия кривой ПС от части глин (минерализация пластовых вод меньше минерализации бурового раствора (прямая ПС)), наименьшая гамма-активность по кривой ГК (при недостатке в пласте радиоактивных минералов), наличие глинистой корки и сужение поперечника скважины по кавернограмме. Для расчленения непроницаемых малопористых песчано-алевритовых пород и слабосцементированных коллекторов проводят вспомогательные каротажные исследования, одним из более действенных считаются микрокартаж, нейтронный гамма-картаж, гамма-гамма и акустический картаж.

При выделении пластов-коллекторов по диаграммам ПС часто вместо амплитуды отклонения кривой ПС использовать относительную амплитуду $\alpha_{ПС}$

$$\alpha_{ПС} = \Delta U_{ПС} / \Delta U_{ПСon},$$

где $\Delta U_{ПС}$ – амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта, приведенная к пласту большой мощности;

$\Delta U_{ПСon}$ – амплитуда отклонения кривой ПС против опорного пласта;

Путем сопоставления керновых данных с соответствующими значениями $\alpha_{ПС}$ против различных пластов на месторождении граничным значение $\alpha_{ПС}$ коллектор-неколлектор установлено равным 0.4 (коллектор – $\alpha_{ПС} > 0.4$, неколлектор – $\alpha_{ПС} < 0.4$).

5.7 Определение фильтрационно-емкостных свойств

При оценке характера насыщения пластов, кроме результатов интерпретации, использовались керновые данные, а также данные испытаний в процессе бурения и в колонне. Основной геофизической характеристикой, используемой для выделения нефтегазонасыщенных пластов, является УЭС ($r_{пл}$). Методика выделения продуктивных коллекторов заключается в сопоставлении измеренных $r_{пл}$ с расчетными величинами УЭС пласта $r_{вп}$ для условий 100% насыщенности пласта водой. В качестве границы разделения коллекторов по характеру насыщения берется значение $r_{плгр}$. Расчетные значения $r_{вп}$, являются функцией от параметра пористости $P_{п}$ (или относительного сопротивления), определяемого петрофизической зависимостью $K_{п}=f(P_{п})$ для изучаемого пласта.

Пористость коллекторов (K_n) определялась по данным ПС. При определении пористости юрских коллекторов использовались петрофизические зависимости для одноименных пластов месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области.

Коэффициент проницаемости (K_{np}) рассчитывался также по соответствующим каждому типу отложений петрофизическим зависимостям для одноименных пластов Ключевского месторождения, для коллекторов нижнемеловых отложений – обобщенные петрофизические зависимости для месторождений Томской области

Коэффициент нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) определялся по стандартной для Западной Сибири методике, использующей параметры пористости и насыщения. Используемая методика определения $K_{нг}$ включает, последовательно, определение следующих параметров: удельного электрического сопротивления пород ($r_{пл}$); параметра пористости P_n ; удельного электрического сопротивления полностью водонасыщенной породы $r_{вп}$, исходя из данных об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды $r_в$; параметра насыщения P_n ; коэффициента водонасыщенности K_v и коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$.

При расчетах всех геофизических параметров, характеризующих ФЕС коллекторов, учитывались термобарические условия их залегания. Данные о пластовых температурах, давлениях, а также минерализации пластовой воды взяты из результатов испытаний и анализа пластовых флюидов с учетом обобщенных данных для месторождений Томской области.

6. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНЫХ КАРОТАЖНЫХ ПРИБОРОВ МЕГА-2 И АМК КАСКАД

На сегодняшний день в геофизических производственных организациях на пространстве РФ и СНГ используется большое количество промыслово-геофизических станций, оснащенных оборудованием для регистрации геологической информации.

В современную эпоху глобальной мобильности и информатизации качество практически любой решаемой пространственной задачи зависит от правильного сбора и интерпретации огромного массива связанных с ней данных.

Исходя из этого геоинформационные системы активно интегрируются с системами сбора, хранения и обработки.

Все геофизические лаборатории обладают разным набором функциональных характеристик и по-разному вписываются технологическую работу той или иной компании.

Не смотря на область применения геофизической станции (от исследований открытого ствола, обсаженной скважины, контроль за разработкой месторождения). Вся конструкция состоит из систем сбора и регистрации, визуализации, питания и управления, контроля за спускоподъемными операциями.

6.1 Комплексные каротажные приборы МЕГА-2



Рисунок 17- Каротажные приборы МЕГА-2

Диаметр модулей МЕГА-2 76 мм. Возможна запись за один спуск аппаратуры МЕГА-2 в том числе и с прибором ВИКИЗ. Режим раскрытия/закрытия не влияет на работу измерительных модулей МЕГА-2. Время раскрытия СГП-2 мин, КП-30 сек, раскрытие СГП можно выполнять на спуске за счет трапециевидной конструкции крепления выносного зонда. Применение зонда АК И.2.2П0.4П и выносной зонд модуля плотностного каротажа увеличивают длину сборки на три метра. Комплекс может собираться в произвольном порядке.

6.2 Комплексные приборы АМК КАСКАД

Комплексный прибор АМК КАСКАД (Нефтегазгеофизика)

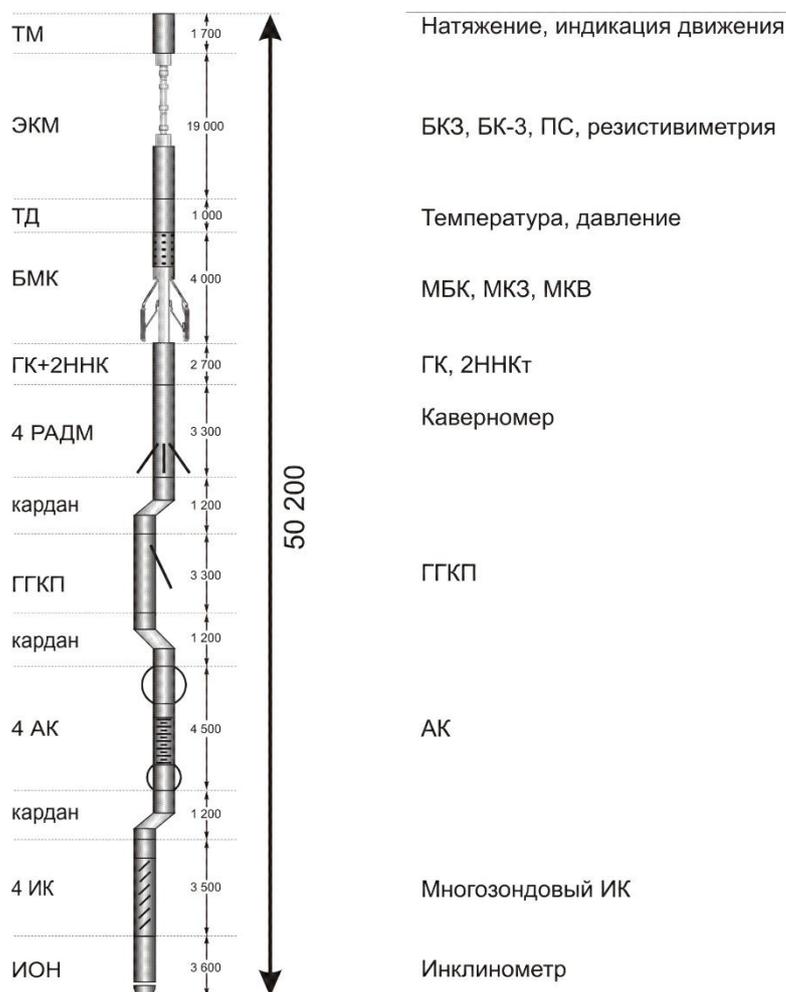


Рисунок 18- Комплексные приборы АМК КАСКАД

Диаметр аппаратуры АМК КАСКАД - 76 мм. Модуль инклинометрии ИОН приобретается на стороне и может быть только концевым. Модуль литоплотностного каротажа без выносного зонда. В момент раскрытия прижимных рычагов измерительная часть комплекса не работает, время раскрытия не более 2 минут. Полный комплекс ГИС можно выполнить минимум за два спуска аппаратуры КАСКАД+ отдельный спуск прибора ВИКИЗ.

6.3 Сравнительный анализ комплексов каротажных приборов

Таблица-8

Критерий	Комплекс приборов МЕГА-2	Комплекс приборов АМК КАСКАД
Пролодной диаметр 76 мм	+	+
Время раскрытия 30 секунд	+	-
Выполнение комплекса ГИС за один спуско-подъем	+	-
Произвольность сборки	+	-

Вывод: Для анализа были выбраны два комплекса каротажных приборов МЕГА-2 и АМК КАСКАД. В ходе анализа был выбран комплекс приборов МЕГА-2 так как данный комплекс более удобен в использовании и экономически более выгоден как для недропользователя так и для каротажной партии.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2251	Сегал Елене Вячеславовне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 технология геологической разведки

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников «НИ ТПУ»
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Коэффициенты для расчета заработной платы: - районный коэффициент – 1,3; - коэффициент доплат – 0,2; - премиальный коэффициент – 0,3.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета проекта	2. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Гантта. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Определение структуры и трудоемкости выполнения работ; 4. Бюджет научно - технического исследования (НТИ);

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка (рис.)
2. Оценка конкурентоспособности технических решений (табл.)
3. Матрица SWOT (табл.)
4. Календарный план график проведения работ (табл.)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Сегал Елена Вячеславовна		

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является выявление самого оптимального способа выполнения проекта с минимальными затратами и максимальным сохранением ресурсов на скважине № 214 Ключевского месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Определить потенциальных потребителей исследования;
2. Произвести анализ конкурентных технических решений;
3. Выявить сильные и слабые стороны проекта с помощью SWOT-анализа;
4. Определить возможные альтернативы проведения исследований;
5. Выполнить планирование исследовательских работ;
6. Произвести расчет бюджета проводимого исследования;
7. Определить ресурсную, финансовую, бюджетную, социальную и экономическую эффективность исследования.

7.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто

используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

Что касается отраслей, то не все предприятия могут пользоваться данным исследовательским проектом, а только нефтяная промышленность (рис.24). Отсюда вытекает географический критерий, потому что не всякий регион и не всякая страна имеет газовые и нефтяные ресурсы.

		Отрасль	
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающие предприятия
Разм	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		



Рисунок 24 – Карта сегментирования рынка услуг

Таким образом, из карты сегментирования мы видим что, основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

7.2 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.

Таблица 9 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес	Баллы		Конкурентоспособность	
	критерия	Б _ф	Б _{кл}	К _ф	К _{кл}
1	2	3	4	5	6
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.15	5	4	0.75	0.6
2. Надежность	0.12	5	3	0.6	0.36
3. Безопасность	0.12	5	5	0.6	0.6
4. Энергоэкономичность	0.15	5	4	0.75	0.6
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Срок выхода на рынок	0.17	5	4	0.85	0.68
2. Конкурентоспособность исследования	0.05	5	5	0.25	0.25
3. Финансирование проекта	0.02	2	4	0.04	0.08
4. Наличие сертификации разработки	0.02	5	4	0.1	0.08
5. Цена	0.2	5	5	1	1
Итого:	1	42	38	4.94	4.25

Таким образом, анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

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.

В качестве примера рассчитаем конкурентноспособность разработки :

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,15 * 5 + 0,12 * 5 + 0,12 * 5 + 0,15 * 5 + 0,17 * 5 + 0,05 * 5 + 0,02 * 5 + 0,02 * 5 + 0,2 * 5 = 4,94$$

Таким образом, исходя из расчетов описанных выше мы можем наблюдать что, конкурентоспособность разработки составила 4,94, в то время как у другого аналога 4,25. Результат показал, что данная разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

7.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

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.

Таблица 10– Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Низкая стоимость производства по сравнению с другими комплексами ГИС.</p> <p>С2. Квалифицированные сотрудники.</p> <p>С3. Стабильное финансовое состояние компании</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования</p> <p>Сл2. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных кадров,</p> <p>Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инфраструктуры компании «ГеоМунайРесурс»</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на разработку.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>		

<p style="text-align: center;">Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий производства.</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>		
---	--	--

В рамках второго этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в таблице 3:

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

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

В рамках третьего этапа должна быть составлена итоговая матрица SWOT-анализа.

Таблица 12 – SWOT-анализ.

	Сильные стороны:	Слабые стороны:
	<p>С1. Низкая стоимость производства по сравнению с другими комплексами ГИС</p> <p>С2. Квалифицированные сотрудники.</p> <p>С3. Стабильное финансовое состояние компании</p>	<p>Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования</p> <p>Сл2. Отсутствие лицензии на разработку</p> <p>Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инфраструктуры компании «ГеоМунайРесурс»</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на разработку.</p> <p>В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Разработка более дешевой технологии проектирования разведочной скважины, а также использование высококвалифицированного персонала позволит повысить спрос, снизить уровень конкурентоспособности аналогов и эффективно использовать инфраструктуру компании.</p>	<p>Инновационная инфраструктура компании может оказать помощь в финансировании проекта и получить лицензию на разработку скважины.</p> <p>При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии.</p> <p>У2. Дополнительные требования к получению лицензии</p> <p>У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Из-за малой затратности проекта представляется возможность вложения дополнительных денежных средств в другие услуги, такие как на получение лицензии.</p>	<p>Несвоевременное финансирование научного исследования приведет к невозможности получения лицензии</p>

Таким образом, в ходе проведения SWOT-анализа были выявлены сильные и слабые стороны научно-исследовательского проекта, а также его возможности и вероятные угрозы.

7.4 Определение возможных альтернатив проведения исследований

При любом проектировании всегда есть несколько методов или вариантов достижения цели, т.е. несколько альтернатив. 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. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в табл. 5.

Таблица 13 – Альтернативы проведения исследования

	1	2	3
А: Тип промывочной жидкости	Глинистый раствор	Полимерный раствор	Раствор на водной основе
Б: Направление скважины	Горизонтальная	Вертикальная	Наклонно-направленная
В: Тип технического оборудования в скважине	Репер	Пакер	Воронка НКТ

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, а именно:

1. А1Б1В2;
2. А3Б2В3 ;
3. А2Б1В1.

Морфологическая матрица позволяет наглядно рассмотреть перспективы развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

Таким образом, наиболее приемлемым является третий вариант А2Б1В1, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

7.5 Планирование исследовательских работ

Структура работ в рамках проводимого исследования:

Для выполнения исследований в рамках ВКР формируется рабочая группа, в состав которой входят научный руководитель и инженер. Составим перечень этапов работ и распределим исполнителей по данным видам работ (табл. 6).

Таблица 14 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления Исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение района исследования	Инженер
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Инженер
	7	Построение физико-геологической модели продуктивного пласта	Инженер
	8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Инженер
	9	Выбор методики и техники исследования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка качества полученных результатов	Руководитель, Инженер

	11	Определение целесообразности проведения исследования	Руководитель, Инженер
	12	Оформление пояснительной записки	Инженер
	13	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

На данном этапе мы составили перечень работ в рамках проведения научного исследования, а также провели распределение исполнителей по видам работ.

Определение трудоемкости выполнения работ:

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников проводимого исследования. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.; t_{maxi} – 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.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_1},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.; $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; $Ч_1$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot t_{min} + 2t_{max}}{5} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 7}{5} = 5.8 \text{ чел. -дн.};$$

$$T_{pi} = \frac{t_{ож}}{Ч_1} = \frac{5.8}{1} = 5.8 \text{ раб. дн.}$$

Разработка графика проведения исследования в рамках ВКР:

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения работ в форме диаграммы Ганта. 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

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

В качестве примера рассчитаем длительность работ в календарных днях T_{ki} для 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} = T_{pi} \cdot \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = 5.8 \cdot \frac{365}{365 - 104 - 14} = 8.58 \text{ дней.}$$

Все рассчитанные значения необходимо свести в таблицу 7:

Таблица 15 – Временные показатели проведения исследования в рамках ВКР

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. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2	исп. 1	исп. 2
Составление и утверждение технического задания	5	7	7	10	5.8	8.2	1	2	5.8	4.1	8.584	6.068
Подбор и изучение материалов по теме	7	10	10	12	8.2	10.8	1	2	8.2	5.4	12.136	7.992
Выбор направления исследований	2	5	6	8	3.6	6.2	2	1	1.8	6.2	2.664	9.176
Календарное планирование работ по теме	6	10	9	14	7.2	11.6	1	2	7.2	5.8	10.656	8.584
Изучение литологического и тектонического строения района исследования	10	12	14	15	11.6	13.2	1	2	11.6	6.6	17.168	9.768
Анализ ранее проведенных ГИС	9	13	13	16	10.6	14.2	1	1	10.6	14.2	15.688	21.016
Составление Физико-геологической модели	7	5	14	10	9.8	7	1	2	9.8	3.5	14.504	5.18

Продолжение таблицы 15

Выбор и обоснование положения проектной скважины	8	10	10	13	8.8	11.2	1	2	8.8	5.6	13.024	8.288
Выбор методики и техники исследования	9	7	12	11	10.2	8.6	1	1	10.2	8.6	15.096	12.728
Оценка эффективности полученных результатов	5	8	10	12	7	9.6	2	2	3.5	4.8	5.18	7.104
Определение целесообразности проведения процесса	16	20	20	22	17.6	20.8	2	1	8.8	20.8	13.024	30.784
Оформление пояснительной записки	4	6	5	8	4.4	6.8	1	1	4.4	6.8	6.512	10.064
Разработка презентации и раздаточного материала	7	9	9	11	7.8	9.8	1	2	7.8	4.9	11.544	7.252
Итого, дн									98.5	97.3	145.78	144.004

На основании таблицы 7 составлен календарный план-график, показывающий продолжительность выполнения работ ВКР. В результате планирования графика, продолжительность работ равна четырем месяцам (таблица 8).

Таблица 16 – Календарный план-график проведения исследовательских работ

№ раб	Вид работ	Исполнители	T _{кi} , 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	Руководитель	8.584	■														
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	12.136		▨▨▨▨▨▨▨▨													
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2.664			■												
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	10.656			■	■	■										
5	Изучение района исследования	Инженер	17.168				▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨											
6	Анализ ранее проведенных ГИС	Инженер	15.688						▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨									
7	Составление Физико-геологической модели	Инженер	14.504							▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨								
8	Выбор и обоснование положения проектной скважины	Инженер	13.024									▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨						
9	Выбор методики и техники исследования	Инженер	15.096										▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨					
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Инженер	5.18												▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨▨			

Продолжение таблицы 16

11	Определение целесообразности проведения процесса	Руководитель, Инженер	13.024																
12	Оформление пояснительной записки	Инженер	6.512																
13	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер	11.544																

Руководитель	Инженер

Таким образом, мы определили трудоемкость работ и разработали календарный план график работ для выполнения ВКР.

7.6 Бюджет проводимого исследования

Расчет материальных затрат:

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3-5 % от цены). Результаты по данной статье занесём в таблицу 9.

Таблица 17 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, З _м , руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Ручка	шт.	4	6	27	9	108	54
Тетрадь	шт.	1	1	30.56	265	30.56	265
Электроэнергия	кВт/ч	978	992	2.39	2.39	2337.42	2370.88
Интернет	мес.	5	5	350	400	1750	2000
Катрижд для принтера	шт	1	1	450	470	450	470
Карандаш	шт	4	5	15	25	60	125
Миллиметровая бумага	упаковка	1	2	59	80	59	160
Бумага белая, А4	пачка	1	1	215	200	215	200
Транспортно-заготовительные расходы (5%)						250.499	282.244
Итого:						5260.48	5927.12

На данном этапе мы рассчитали материальные затраты, необходимые для проведения научно-технического исследования. Они составляют 11 187 руб.

Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ:

Для выполнения данного проекта необходимо приобретение персонального компьютера ноутбука для участника проекта, ПО MicrosoftOffice для создания документов, лицензионного программного пакета CorelDrawX8 для компьютерной оцифровки структурных карт и

диаграмм и Surfer8.0 для построения карт изолиний и трехмерных изображений.

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного научного проекта и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в виде амортизационных отчислений. Например, стоимость персонального компьютера при сроке амортизации 25 месяцев и его использовании в течение 9 месяцев составит 20 тысяч рублей.

Таблица 18 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Количество ед. оборудования		Цена ед. оборудования, тыс. руб.		Общая стоимость оборудования, тыс. руб.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Ноутбук	1	2	20	30	20	60
Принтер	1	1	2.7	5	2.7	5
ПО MicrosoftOffice	1	2	8	9	8	18
CorelDrawX8	1	2	11	11	11	22
Итого:					41.7	105

На данном этапе нами был произведен расчет материальных затрат и затрат на оборудование 146,7 тыс.руб.

Основная заработная плата исполнителей темы:

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл.8);

$Z_{дн}$ –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 11 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52	52
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	48	48
- невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	252	252

$$Z_{дн(рук)} = (45656 \cdot 10,4) / 252 = 1884,21 \text{руб.},$$

$$Z_{дн(дип)} = (15769 \cdot 10,4) / 252 = 650,78 \text{руб.},$$

Месячный должностной оклад работника:

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

где Z_b – 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).

Таблица 19– Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _б , руб.	k _{пр}	k _д	k _р	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	T _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	35120	-	-	1,3	45656	1884,21	24,4	45975,6
Инженер	12130	-	-	1,3	15769	650,78	97,9	63576,2
Итого:								109551,8

Таким образом, мы рассчитали основную заработную плату исполнителей данного научно-технического исследования. Общая сумма заработной платы участников проекта составляет 109551,8 руб.

Дополнительная заработная плата исполнителей темы:

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12 - 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где Z_{доп} – дополнительная заработная плата, руб.; k_{доп} – коэффициент дополнительной зарплаты; Z_{осн} – основная заработная плата, руб. В табл. 13 приведена форма расчёта основной и дополнительной заработной платы.

Таблица 20 – Заработная плата исполнителей

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата	45975,6	63576,2
Дополнительная зарплата	5517,07	7629,14
Итого по статье C _{зп}	51492,67	71205,34

Таким образом мы рассчитали основную заработную плату и дополнительную заработную плату для сотрудников (таблица 13).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления):

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды:

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

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

Таблица 21– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	45975,6	5517,07
Студент	63576,2	7629,14
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30,2 %	
Отчисления, руб.	15962.73	22073.66
Итого:	38036.38	

В данном подразделе мы рассчитали отчисления во внебюджетные фонды, которые являются обязательными по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Сумма отчислений во внебюджетные фонды составляет 38036,38 руб.

Формирование бюджета затрат:

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

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп. 2
1. Материальные затраты	5260.48	5927.12
2. Специальное оборудование для выполнения работ	41700	105000
3. Основная заработная плата	109551,8	110052,4
4. Дополнительная заработная плата	13146,07	13206,29
5. Отчисления во внебюджетные фонды	38036.38	43746,99
6. Бюджет затрат	207694,7	277932,8

Таким образом, бюджет затрат научно-технического исследования равен 485626 руб.

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. 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 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^a – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

a_i – весовой коэффициент i -го параметра;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 23 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	3
3. Помехоустойчивость	0,15	5	4
4. Энергосбережение	0,20	5	4
5. Надежность	0,25	5	3
6. Материалоемкость	0,15	5	3
ИТОГО	1	5	3,45

На данном этапе составлена таблица, в которой сравниваем характеристики вариантов исполнения проекта .

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

$$I_{p-исп2} = 4*0,1 + 3*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 3*0,15 = 3,45;$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I^p_{финр}$) и аналога ($I^a_{финр}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

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

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

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{Исн1}}{I_{Исн2}}$$

Таблица 24 –Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,42	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	5	3,3
3	Интегральный показатель эффективности	11,9	3,3
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения (разработка относительно аналога)	3,6	0,28

Таким образом, в ходе выполнения данного раздела оптимальным был выбран вариант исполнения 1, который заявлен в данном проекте. Этот вариант выгоден как с позиции финансовой, так и ресурсной эффективности.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. В результате выполнения данного раздела определены потенциальные потребители данного раздела. Основными сегментами рынка являются крупные и малые компании. Следовательно, наиболее перспективным сегментом в отраслях нефтедобычи и нефтепереработки для формирования спроса является группа независимых крупных и малых нефтедобывающих компаний.

2. Конкурентоспособность разработки составила 4,94, в то время как у другого аналога 4,25. Результат показал, что данная разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

3. Проведен SWOT-анализ, который позволил выявить сильные и слабые стороны работы, возможности и угрозы для реализации исследования.

Разработка более дешевой технологии проектирования разведочной скважины, а также использование высококвалифицированного персонала позволит повысить спрос, снизить уровень конкурентоспособности аналогов и эффективно использовать инфраструктуру компании

Инновационная инфраструктура компании может оказать помощь в финансировании проекта и получить лицензию на разработку скважины. При снижении конкурентоспособности подобных разработок и при появлении спроса на новые может появиться возможность использования данной НИР в компаниях, использующих традиционные методы.

4. С помощью морфологической матрицы выбран наиболее перспективный вариант развития, возможность расширения производственных решений, введение модификаций и усовершенствование разрабатываемой схемы.

5. В ходе планирования научно-исследовательских работ определены структура и перечень работ, выполняемых рабочей группой. В данном случае рабочая группа состоит из двух человек: руководитель и инженер. Согласно составленному плану работ длительность трудовой занятости сотрудников научно-исследовательского проекта составила 98 дней. На основе временных показателей по каждой из произведенных работ был построен календарный план-график, построенный на основе диаграммы Ганта, по которому можно увидеть, что самые продолжительные по времени работы – это подбор и изучение материалов по теме и проведение расчетов.

6. Бюджета проводимого исследования составил 207694,7 руб. Он состоит из материальных затрат (41700 руб.), затрат на оплаты труда (109551,8 руб.), отчислений во внебюджетные фонды (38036,38 руб.) и накладных расходов (5260,48 руб.).

7. Показатель ресурсоэффективности по пятибальной шкале равен

$I_p = 3.45$, что говорит об эффективной реализации исследования. Оптимальным был выбран вариант исполнения 1, который заявлен в данном проекте. Этот вариант выгоден как с позиции финансовой, так и ресурсной эффективности.

На основании полученных результатов данного раздела делаем вывод, что научно-исследовательская работа является экономически целесообразной и успешной.

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2251	Сегал Елене Вячеславовне

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пласта Ю ¹ ₃₋₄ Ключевского месторождений нефти (Томская область).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования является проектная эксплуатационная скважина Ключевского 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.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> – Неудовлетворительный микроклимат; – Повышенный уровень шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Поражение электрическим током – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – решение по обеспечению экологической безопасности.

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)
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2251	Сегал Елена Вячеславовна		

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - диалектическая взаимосвязь между работодателем и работником. Вопросы, связанные с социальной ответственностью, регулируются государством через законы. Российский специалист обязан знать и соблюдать законодательство в данной области, что позволит минимизировать негативное действие производства и проектируемых разработок.

Подготовка специалистов невозможна без глубоких знаний безопасности жизнедеятельности, поскольку создаваемая и эксплуатируемая техника и технология являются основными источниками травмирующих и вредных факторов, действующих в среде обитания человека.

К основным задачам данного раздела относятся:

- Изучить правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности;
- Рассмотреть производственную, экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Геофизические работы выполняются на Ключевском месторождении в камеральных и полевых условиях с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств меловых коллекторов и определения характера их насыщения. Скважины Ключевского месторождения расположены в Томской области. В географическом отношении территория месторождения находится на правом берегу в 25 км от реки Васюган, являющейся основной водной артерией этого района. Река Васюган судоходна для барж и самоходных сухогрузов малого тоннажа с середины мая до середины октября. Район месторождения представляет собой сильно заболоченную (65 %) и залесенную равнину. Леса большей частью смешанные. Реки типично равнинные; скорость течения 0,4-0,6 м/сек. Рельеф поверхности месторождения плоский, его абсолютные отметки изменяются от + 70 м в поймах рек до + 120 м на водоразделах.

Климат резко континентальный. Зима суровая, продолжительная, лето тёплое, короткое. Среднемесячная температура января – 21°С, июля + 17°С. Минимальная зимняя температура – 55 °С, максимальная летняя + 37°С. Глубина промерзания грунта – 1,0 м, болот – 0.5 м. Среднегодовое количество осадков 900 мм (в том числе зимой 30%). Мощность снегового покрова на открытых местах составляет 0.4-0.6 м, в залесенных участках до 1,5 - 2,0 м. Преобладают ветры юго-западного направления со средней скоростью 3 - 5 м/сек, иногда достигая 15 - 20 м/сек. Глубина залегания грунтовых вод 3 - 14 м.

Практическая значимость работы заключается в том, что применение знаний о безопасности жизнедеятельности и действиях в чрезвычайных ситуациях, может существенно повысить эффективность общественного производства на разных уровнях управления предприятием.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1. Специальные нормы трудового законодательства

В компании предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками из-за условий работ (Статья 147 ТК РФ) [27].

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, которые трудятся в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по найму жилого помещения; расходы по проезду; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д.[28].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие персональные средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [29].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в

100% объеме дороги до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах необходимо производить в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия. При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций [30].

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

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

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля.

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при:

- а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч);
- б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах);
- в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

8.2. Производственная безопасность

8.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении полевых и камеральных работ описаны в таблице 25 в соответствии с ГОСТ 12.0.003-15 .

Таблица 25 – Основные элементы производственного процесса полевых и камеральных работ, формирующие опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-15) [31]		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
Полевые работы	Геофизические исследования в скважине: акустических каротаж(АК), стандартный каротаж, индукционный каротаж(ВИКИЗ), боковой каротаж(БК), микро-каротажное зондирование(МКЗ), кавернометрию, инклинометрию.	1.Неудовлетворительные метеорологические условия 2.Повышенные уровни шума. 3.Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1.Электрический ток 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные) 3.Пожаровзрывоопасность	1. ГОСТ 12.1.003–2015 2. ГОСТ 12.1.005-88 3. ГОСТ 12.1.029-80 4. ГОСТ 12.1.030–81 5. ГОСТ 12.1.038–82 6. ГОСТ Р 12.1.019-2009
Камеральные работы	Предварительная обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров: обработка полевых данных, интерпретация диаграмм.	1.Неудовлетворительные показания микроклимата 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	1. Электрический ток	1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 2. СП 60.13330.2012 3. СанПиН 2.2.4.548–96 4. СНиП 23-05-95 5. ГОСТ 12.1.005-88 6. ГОСТ 12.1.038–82

8.2.2. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

1) Неудовлетворительные метеорологические условия

На территории объекта планируется вести работы в летний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в теплое время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Неблагоприятные метеорологические условия приводят к быстрой утомляемости, повышают заболеваемость и снижают производительность труда.

Так как полевые работы проходят в летний период, рассмотрим, к чему могут привести высокие температуры воздуха. Климат

континентальный, типичный для таежной зоны Западной Сибири. Самый жаркий месяц июль, когда температура поднимается до плюс 32°С.

При высоких температурах происходит перегревание организма, усиливается потоотделение, нарушается водно-солевой баланс.

Для профилактики перегревания и его последствий нужно:

- организовать рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха.

- использовать средства индивидуальной защиты (воздухопроницаемая и паропроницаемая спецодежда, головные уборы).

В аптечке обязательно должны быть термоизолирующие повязки, противовоспалительные и обезболивающие средства: Вольтарен, Нурофен, Кетонал, Кеторол; противомикробные препараты: Драполен, Бетадин, Мирамистин, Деситин.

2) Повышенные уровни шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка, дизельная электростанция. Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основными физическими характеристиками шума являются: частота звука, интенсивность звука, звуковое давление. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20000 Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБа для рабочих мест водителей и каротажников (ГОСТ 12.1.003-2014) [32].

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

– виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп); – звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощенных материалов; – использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

3) Недостаточная освещенность рабочей зоны

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 30.

Таблица 26 – Нормы искусственного освещения [33]

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

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. В практике источником света выступают люминесцентные лампы. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона [30].

Камеральные работы

1) *Неудовлетворительные показания микроклимата.* Микроклимат представляет собой комплекс физических параметров воздуха,

оказывающих влияние на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, инфракрасное излучение. Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека - его самочувствие и здоровье. Поэтому в помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 [34] (табл. 31).

Таблица 27 – Оптимальные нормы микроклимата для помещений с ЭВМ

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

Предварительная обработка и интерпретация относится к “1б” категории работ. Объем помещения каротажной станции составляет 12 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час. Для поддержания соответствующих микроклиматических параметров используется система отопления, а также проводится кондиционирование воздуха.

2) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [33]. Рекомендуется левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения. Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение согласно СП.52.13330.2011 [33]. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

8.2.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевой этап

1) Электрический ток

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ Р 12.1.019- 2009) [35].

Опасностями поражения током при проведении полевых работ являются поражения от токонесущих элементов каротажной станции, поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности [35].

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др.

Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 В. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током.

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным, до 1000 В, относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000 В диэлектрические калоши, коврики и подставки [35].

2) Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Механические поражения могут быть следствием неосторожности обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.003-91) [36]. Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами.

Средства индивидуальной защиты: перчатки с полимерным покрытием, каска защитная, обувь с жестким подноском, очки защитные, костюм из смешанных тканей. Инструменты с режущими кромками и лезвиями, такие как ножи и пилы, следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках.

Опираясь на «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» [37] при работе на скважине каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъемником, станцией и устьем скважины.

Во избежание наиболее типичной аварийной ситуации - обрыв кабеля у головки аппарата, необходимо соблюдать следующие условия: строго контролировать движение поднимаемого кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам, чтобы не пропустить приближение скважинного прибора к устью скважины и своевременно подать соответствующие сигналы машинисту подъемной установки.

Камеральные работы

Электрический ток

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др.

Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению

электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

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

Помещение, где расположены компьютеры, относится к категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [38], лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

Основными мерами по обеспечению безопасности являются:

- 1) организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования помещения;
- 2) обеспечение недоступности токоведущих частей при работе;
- 3) регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током;
- 4) установка защитных ограждений (временных и стационарных);
- 5) защитное заземление и защитное отключение.

Данные меры регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.030-81 [39], ГОСТ 12.1.019-09 [35] и ГОСТ 12.1.038-82 [40].

Геологическая среда – неотъемлемая часть окружающей среды, в которую входят 4 компонента: горные породы, подземные воды, животный мир и воздушный бассейн.

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное. Закон Российской Федерации «О недрах» 1992 г. (в ред. от 30.09.2017 г.) [41] и Федеральный закон от

10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016) [42] являются основными нормативными документами по охране окружающей среды. Данные законы были приняты для обеспечения экологической безопасности.

8.3. Экологическая безопасность

8.3.1. Анализ влияния геофизических работ на окружающую среду и обоснование мероприятий по их устранению

Влияние на литосферу

Загрязнение почвы может произойти в результате воздействия с ГСМ (топливо, машинное масло, случайного пролития при заправке автомобилей).

Так же вредное воздействие на почву может быть оказано со стороны скважинной жидкости (нефти, нефтесодержащих смесей) при исследованиях в эксплуатационных скважинах.

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке, что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO₂), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO₂), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с

лубликаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [43] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³, оксид углерода: 3 мг/м³, диоксид серы: 0,05 мг/м³, метан: 7000 мг/м³.

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубликатора.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Классификация ЧС по основным признакам:

По сфере возникновения: техногенные, природные, экологические; социально–политические и др.

Пожарная и взрывная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность электрических зондов; нарушение целостности геофизического кабеля; неправильная эксплуатация электрооборудования (электрических приборов, геофизической измерительной аппаратуры); разряды статического и атмосферного электричества; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004–91 .

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности несет начальник партии. Все инженерно–технические работники и рабочие, принимаемые на работу, проходят специальный противопожарный инструктаж. Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации. Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель – 2 шт. (на каждую машину) марки ОУ-5 и ОП-5;
2. Ведро пожарное – 1 шт;
3. Топоры – 1 шт;
4. Ломы – 2 шт;
5. Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

При возникновении пожара необходимо обесточить здание. Для эвакуации людей, застигнутых пожаром, выбирают наиболее безопасные пути – лестничные клетки, двери и проходы.

При передаче органами гражданской обороны по трансляционной сети сигналов «Радиационная опасность», «Химическая тревога» необходимо остановить производство и покинуть помещение или район работ в соответствии с планом эвакуации.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец несчастного случая извещает немедленно руководителя работ, который обязан:

- немедленно организовать первую медицинскую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в учреждение здравоохранения;
- сообщить начальнику партии о происшедшем несчастном случае;

- принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующего фактора на других лиц;

- сохранять до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью других людей и не приведет к аварии), в случае невозможности её сохранения – зафиксировать сложившуюся обстановку (схемы, фотографии).

Выводы: в рамках данного раздела были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников интерпретационных и геофизических партий на нефтегазодобывающем производстве. Были проанализированы вредные факторы, влияющие на геофизиков в процессе работы, такие как длительные статические нагрузки, неправильное освещение рабочего места, излучения мониторов, производственные шумы, ионизация воздуха в помещении, а также следствие влияния этих факторов на работающего в виде переутомляемости или профессиональных заболеваний. С учетом этого приведены рекомендации по организации рабочего места, позволяющие повысить производительность труда и свести к минимуму вероятность вредного влияния на здоровье. Было рассмотрено вредное влияние геофизических работ на экологию и приведены методы борьбы с ним. Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на предприятии был признан пожар. В такой ситуации работники должны придерживаться правил противопожарного инструктажа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Ключевском месторождении. На основании проведенного анализа была построена физико-геологическая модель проектируемой эксплуатационной скважины и предложен геофизический комплекс, для проектируемой скважины.

Данный комплекс геофизических исследований позволяет решить ряд поставленных задач: литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, оценка характера насыщения.

Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС. Рассмотрено метрологическое обеспечение измерений.

В специальной части рассмотрен сравнительный анализ каротажных приборов.

Стоимость ресурсов данного научного исследования по проектированию скважины на территории месторождения составляет 207694,7 рублей.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты. Рассмотрены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охрана окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978.
2. Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139с.
3. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин. Курс лекций. Екатеринбург, УГГГА, 2003. – 294 с.
4. Мартынов В.Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промышленной геофизике / В.Г. Мартынов, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
5. Технология производства работ КАРАТ-П. – Тверь: НПЦ “Тверь-геофизика“, 1997, 234с
6. Справочник по промыслово-геофизическим исследованиям и работам в скважинах для специалистов ОАО «Сургутнефтегаз»: справочное пособие. – Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО « Сургутнефтегаз», 2009. – 238 с., 147 илл.
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.- 135 С.
8. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин. Издание 2-е, перераб. и доп, М; Недра, 1973, 368с.
9. Интенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах, М; Недра, 1982, 347с.
10. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М; Недра, 1987, 375с.
11. Филиппев Г.П. Проект разведочного бурения на месторождении Нуралы в Кзыл-ординской области, Республики Казахстан, Туркестан,Тогуз, 1984, 348с.

12. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
13. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.: – 2014. – 27 с.
14. СП.52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
15. 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.
16. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.
17. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.
18. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. – 67с.
19. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
20. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
21. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
22. Закон Российской Федерации «О недрах». – М.: 1992 г. (в ред. от 30.09.2017 г.).
23. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Об охране окружающей среды" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2016).
24. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
25. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.

