

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема
Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Восточно-Юганском месторождении (ХМАО-Югра)

УДК 550.832:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Смуркин Александр Алексеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Ростовцев Виталий Валерьевич	к. г.-м.н., доцент		

Томск – 2020 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Универсальные компетенции	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
Профессиональные компетенции	
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



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Ростовцев В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Смуркин Александр Алексеевич

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Восточно-Юганском месторождении (ХМАО-Югра)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 45-44/С от 14.02.2020 г.

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования,</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Методические вопросы.

<p><i>проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>6. Сравнительный анализ эффективности регистрирующих систем ГМИС 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Положение территории исследования показано красным на Административной карте территории ХМАО-Югры. 2. Обзорная карта месторождений ХМАО. 3. Положение участка исследований на карте изученности сейсморазведочными работами: 4. Положение территории исследования на фрагменте из «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» по редакции В.С. Буркова. 5. Структурная карта по отражающему горизонту Б (баженовская свита). 6. Положение участка исследований на «Карте нефтегеологического районирования территории ХМАО» под редакцией А.В. Шпильмана. 7. Положение ВНК на разрезе по линии скважин 89-93-104-105. 8. Фрагмент сборки каротажных диаграмм окончательного каротажа в меловых отложениях. 9. Каротажная диаграмма для юрского интервала по 104 скважине. 10. Положение проектной поисково-разведочной скважины №106 на структурной карте по горизонту Б. 11. Положение проектной поисково-разведочной скважины №106 на профиле, построенном по линии А-А. 12. Физико-геологическая модель проектного пласта Ю₁¹. 13. Прибор К1А-723-М. 14. Прибор МК-ГМ. 15. Прибор СРК-73. 16. Прибор АК-73ПМ. 17. Прибор ИГН-73-100/80. 18. Каротажная станция «Кедр-02». 19. Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости. 20. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления коллекторов Q от их нефтегазоносности. 21. Лаборатория геофизическая семейства Кедр-02. 22. Система «Карат». 23. Карта сегментирования рынка услуг. 24. Приложение А. Сводный геологический разрез Вартовского НГР Среднеобской НГО.</p>

	25. Приложение Б. Положение Восточно-Юганского месторождения на фрагменте тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты. 26. Приложение В. Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю 06.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Геологическая часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	
Социальная ответственность	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Смуркин Александр Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 87 страниц, 23 рисунка, 23 таблицы, 42 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, верхнеюрский нефтегазоносный комплекс, Восточно-Юганское месторождение углеводородов, ХМАО-Югра.

Объектом исследования является проектная скважина №106 глубиной 3100 м со вскрытием верхнеюрских отложений, заложенная в структурном мысе Восточно-Юганского месторождения углеводородов.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в открытом стволе скважины №106 для оценки коллекторских свойств пластов-коллекторов в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе на одном из месторождений ХМАО-Югры.

Задачи данного проекта сводятся к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения поставленных геологических задач.

На основании анализа ранее выполненных геолого-геофизических исследований построена физико-геологическая модель и определен комплекс методов для решения поставленных геологических задач, включающий электрические, радиоактивные, акустические методы. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований.

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

В экономическом разделе проведен анализ потенциальных потребителей и построен SWOT-анализ. Рассчитана стоимость проекта, которая составила 6302833,5 рублей.

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

ESSAY

The final qualifying paper contains: 87 pages, 23 figures, 23 tables, 42 sources, 3 applications.

Keywords: complex of geophysical research, upper Jurassic oil and gas complex, Vostochno-Yuganskoe field of hydrocarbons, KHMAO-Yugra.

The object of research is the project well No. 106 with a depth of 3,100 m with the opening of upper Jurassic deposits, laid in the structural ness Vostochno-Yuganskoe field of hydrocarbons.

Purpose: design of a complex of geophysical studies in the open well bore No. 106 to assess the reservoir properties of reservoir layers in the upper Jurassic oil and gas complex at one of the fields of KHMAO-Yugra.

The objectives of this project are to justify a set of geophysical studies to solve the set geological problems.

Based on the analysis previously completed geological and geophysical studies built physico-geological model and a set of methods to solve geological problems, including electrical, radioactive, acoustic methods. The method of carrying out works is considered, the equipment for carrying out the projected geophysical researches is selected.

An independent study is devoted to a comparative analysis of the effectiveness of various recording systems used in geophysical well surveys.

In the economic section, an analysis of potential consumers is conducted and a SWOT analysis is built. The cost of the project was calculated, which amounted to 6302833.5 rubles.

In the section "Social responsibility" discusses the potential harmful and hazardous production factors during implementation geophysical works. Recommendations are given to reduce the impact of harmful and dangerous factors on humans, and measures are proposed to protect the environment and safety in emergency situations.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- МОВ – метод отраженных волн;
СЗ МОВ – сейсмозондирование методом отраженных волн;
МПВ – метод преломленных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
ОГТ – общая глубинная точка;
НГРЭ - нефтегазоразведочная экспедиция;
ГРР – геологоразведочные работы;
НГР – нефтегазоносный район;
НГО – нефтегазоносная область;
ГИС – геофизические исследования скважин;
ВНК – водонефтяной контакт;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
ФГМ – физико-геологическая модель;
УЭС – удельное электрическое сопротивление;
ПС – метод собственно поляризации;
КС – каротаж сопротивления;
ГК – гамма каротаж;
АК – акустический каротаж;
ИК – индукционный каротаж;
БК – боковой каротаж;
МБК – микробоковой каротаж;
БКЗ – боковое каротажное зондирование;
МГЗ – метод микроградиентного зондирования;
МПЗ – метод микропотенциального зондирования;
МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажного
изопараметрического зондирования;
БК – боковой каротаж;
КВ - кавернометрия;
ГГКп – гамма-гамма каротаж плотностной;
РК – радиоактивный каротаж.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	12
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность.....	14
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	16
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	16
2.2 Тектоника.....	18
2.3 Нефтегазоносность.....	20
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	22
2.5 Сейсмологическая характеристика.....	24
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	25
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	28
4.1 Задачи геофизических исследований.....	28
4.2 Обоснование объекта исследования.....	28
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	30
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	31
5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ.....	35
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	35
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	40
5.2.1 Обработка первичных данных.....	40
5.2.2 Геологическая интерпретация геофизических данных.....	42
5.2.2.1 Литологическое расчленение разреза.....	43
5.2.2.2 Выделение границ пластов-коллекторов.....	44
5.2.2.3 Вопросы количественной интерпретации геофизических исследований.....	44
6 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГИСТРИРУЮЩИХ СИСТЕМ ГМИС.....	49
6.1 Кедр-02.....	50
6.2 Карат-2.....	52
6.3 Сравнительный анализ геоинформационных систем.....	54
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	56
7.1 Виды и объёмы проектируемых работ.....	56
7.2 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ.....	57
7.3 Расчет сметной стоимости работ.....	58
7.4 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	61
7.4.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	61
7.4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	62
7.4.3 SWOT-анализ.....	63
7.4.4 Риски проекта.....	65
7.4.5 Эффективность проекта.....	65
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
8.1 Производственная безопасность.....	68
8.1.1 Анализ производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
8.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	71

8.2	Экологическая безопасность.....	74
8.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
8.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	78
8.4.1	Специальные нормы трудового законодательства.....	78
8.4.2	Организационные мероприятия.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	81
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	82
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Сводная геологический разрез Вартовского НГР Среднеобской НГО.....	85
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Положение Восточно-Юганского месторождения на фрагменте тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты	86
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю 06.....	87

ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, согласно энергетической стратегии России на период до 2030 года, будет как и в прежние годы, являться основным поставщиком для топливно-энергетического комплекса России. Восточно-Юганское месторождение углеводородов расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра Тюменской области, который остается на настоящее время одним из крупнейших нефтепромысловых районов Западной Сибири.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в разведочной скважине для оценки распространения залежи, открытой единичной скважиной на территории Восточно-Юганского месторождения в верхнеюрских отложениях и возможного приращения запасов по категории С₂.

Объектом исследования данной работы является пласт-коллектор Ю₁ верхнеюрского НГК.

Основной задачей является изучение геологического строения территории исследования, выполнение анализа ранее выполненных геофизических работ в скважинах изучаемого месторождения. Построение физико-геологической модели проектного объекта позволит сделать выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач. В методической части работы приводится характеристика используемых приборов, технология проведения исследований и приемы интерпретации полученных результатов.

В специальной части выпускной квалификационной работы производится сравнительный анализ эффективности регистрирующих систем.

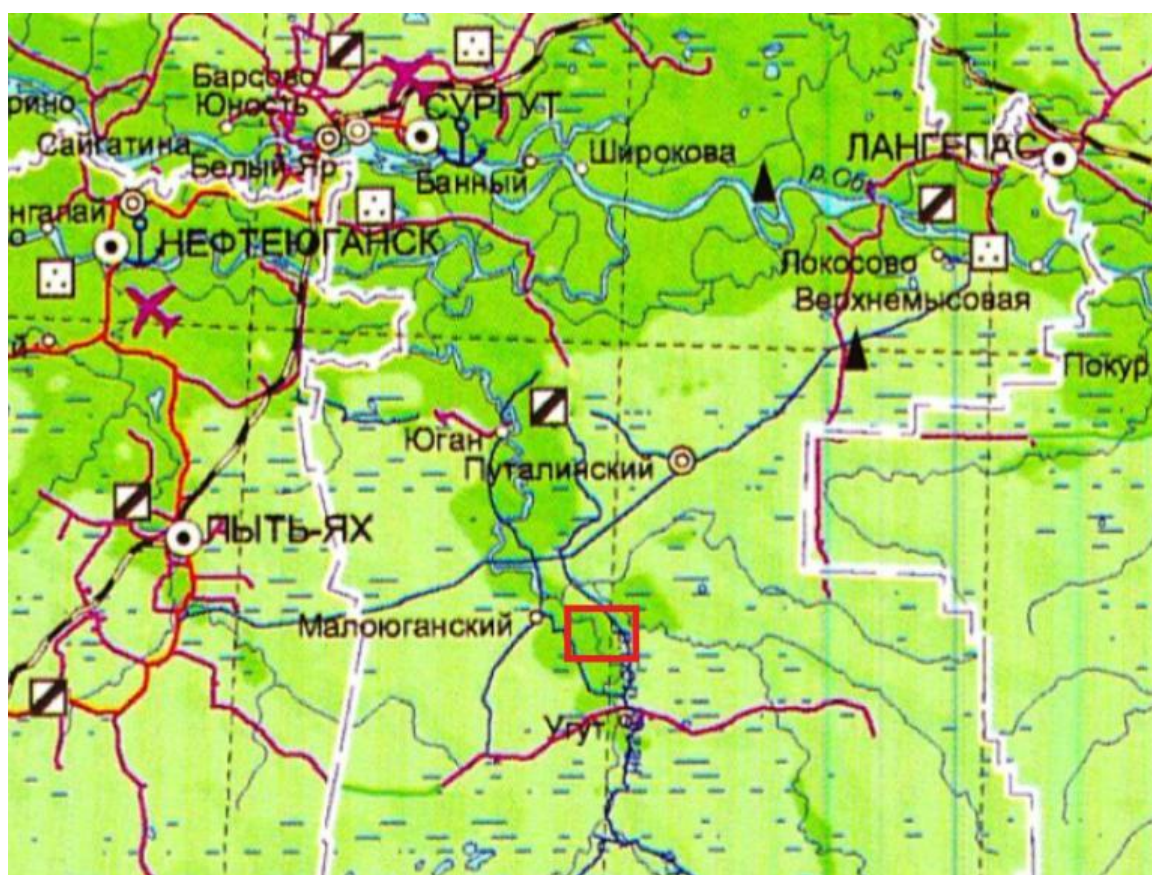
В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет проводиться анализ потенциальных потребителей и рассчитана проектно-сметная работа.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных факторов на производстве и рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, а также пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района исследования

В административном отношении Восточно-Юганское месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югры, в 75 км к юго-юго-востоку от г. Сургута (рис. 1).



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 1 – Положение территории исследования показано красным прямоугольником на Административной карте территории ХМАО-Югры [1]

Район относится к слабо населённым. В г. Сургут, районном центре, живет более 250 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2, нефтедобывающие управления, объединение ПАО «Сургутнефтегаз», нефтеразведочная экспедиция, крупный аэропорт, железнодорожный узел и речной порт. Через месторождение проходят дороги с твердым покрытием и зимники. На месторождении проходят линии электропередач из города Пыть-Ях. На северо-северо-западе проходят магистральные нефтепроводы (рис. 2).

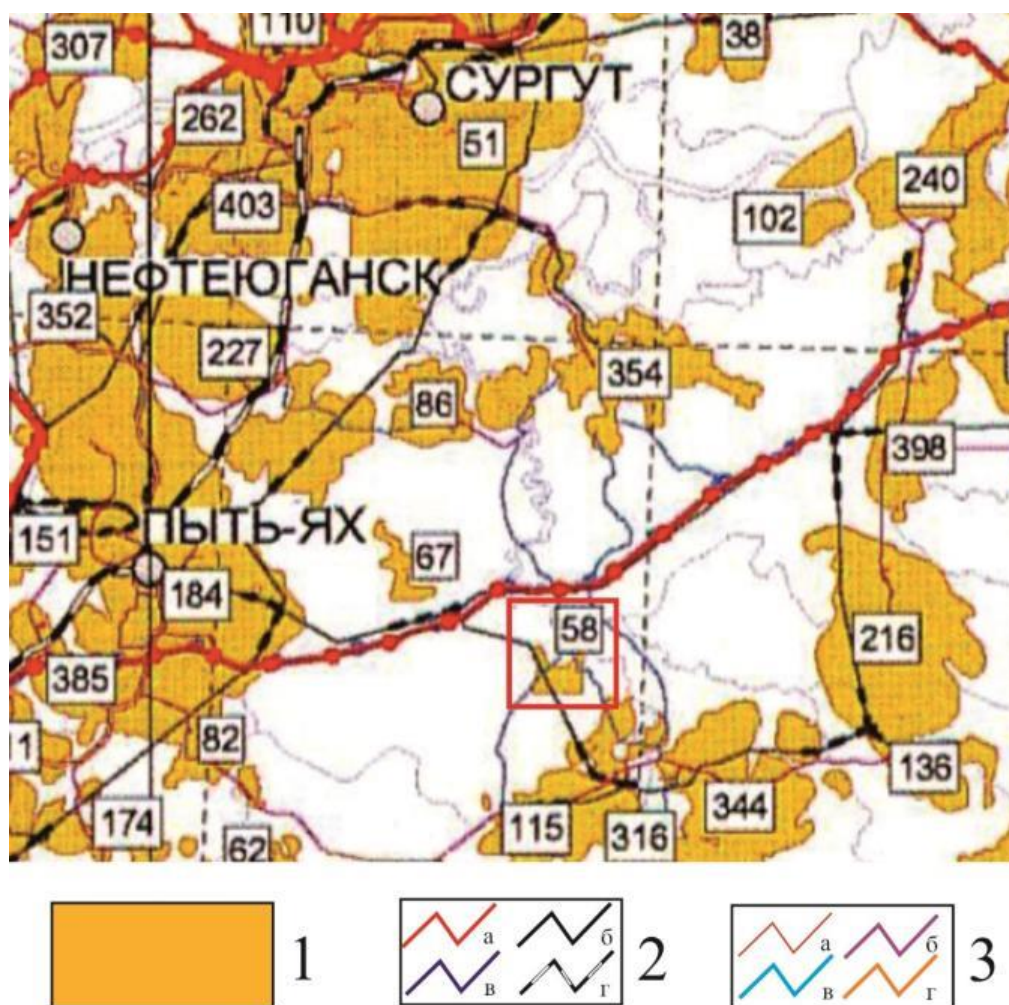


Рисунок 2 – Обзорная карта месторождений ХМАО: 1 – запасы углеводородов; 2 – строения: а – магистральный нефтепровод, б – высоковольтная линия, в – газопровод, г – железная дорога; 3 – автомобильные дороги: а – федеральная, б – с твердым покрытием, в – зимник, г – грунтовая [1]

С развитием геологоразведочных работ и открытием месторождений нефти и газа, в районе имеются большие перспективы для его экономического развития.

Географически Восточно-Юганское месторождение расположено в пределах Среднеобской низменности в центральной части Западно-Сибирской равнины. Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесённую равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Территория исследования расположена на левом берегу р. Большой Юган. Основная водная артерия района – р. Обь. Течение реки медленное, спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября. Местность в восточной и северо-западной частях заболоченная, болота глубже 2 м, на них растёт редкий высокий лес. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января. На всей территории наблюдается большое количество озёр.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткой весной, и осенью. По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура низкая и колеблется от минус 3 до минус 2 °С. Наиболее высокая температура летом достигает плюс 30 °С. Зимой температура падает до минус 50 °С.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 1,5 м, на болотах до 0,02 м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, на озерах до 40 см. Количество осадков достигает 400 мм в год. Максимальное количество осадков приходится на май-август.

Категория трудности для района исследования – II.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерные геолого-геофизические исследования территории Ханты-Мансийского автономного округа начались с 1947 года. В результате проведения региональных геологических, гравиметрических, магнитных исследований и сейсмических работ МОВ, СЗ МОВ, ТЗ МПВ были выявлены крупные положительные тектонические элементы II порядка.

С 1970 до 2002 года проведены региональные сейсмические исследования МОГТ, и создана сеть региональных профилей протяжностью порядка 18 тыс. км.

Первую информацию о строении Восточно-Юганской структуры, дают сейсморазведочные работы, которые проводились с 80-ых по 90-ые года. Дальнейшие работы не проводились на участке месторождения (рис 3).

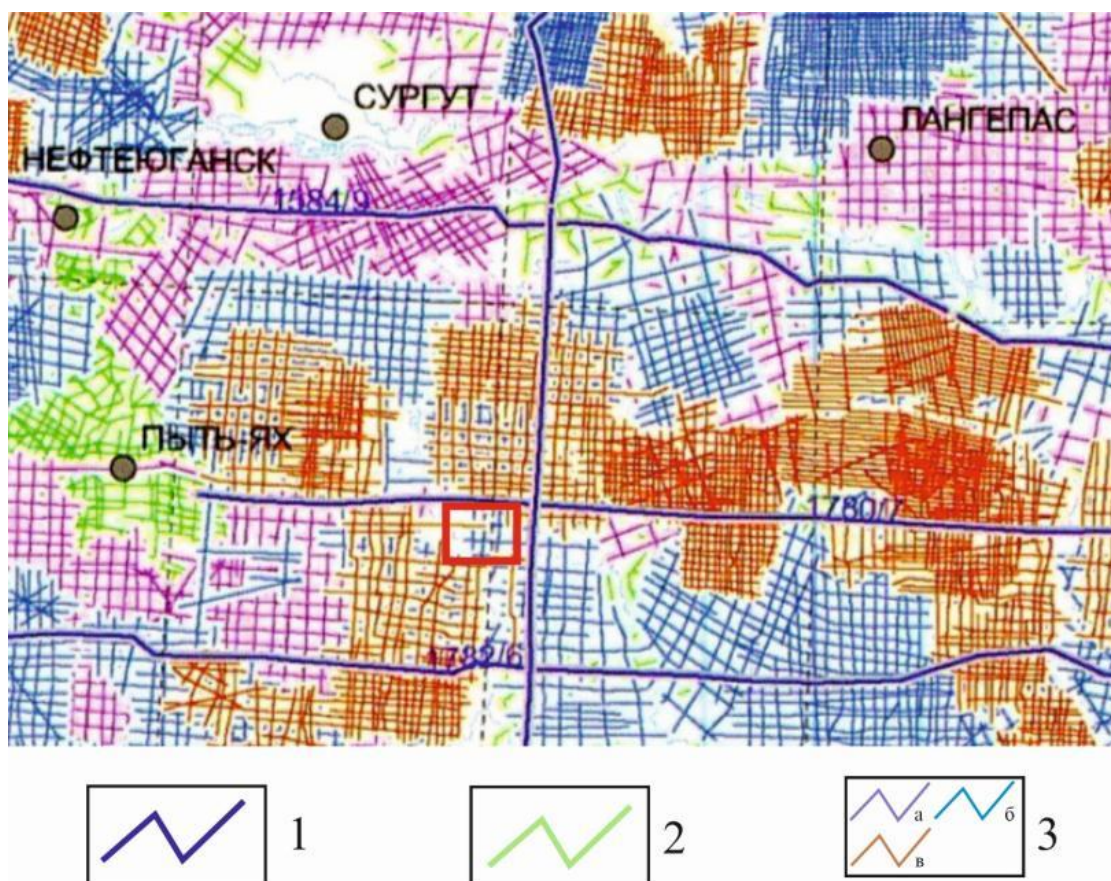


Рисунок 3 – Положение участка исследований на карте изученности сейсморазведочными работами: 1 – региональный сейсмопрофиль; 2 – профиль сейсмопартии (МОВ); 3 – профиль сейсмопартии (ОГТ): а – до 1980 г., б – 1980 – 1990 г., в – после 1990 г. [1]

До 1980 г. в основном проводились исследования методами ОГТ и МОВ. В настоящее время сейсморазведочными работами практически полностью перекрыта вся площадь участка.

Полноценное исследование территорий ХМАО было начато в конце сороковых годов. На первом этапе, исследования носили сугубо региональный характер. Из них основными в районе являются геолого-геоморфологическая съемка масштабов 1:1 000 000, аэромагнитная съемка масштабов 1:1 000 000 и 1:2 00 000, гравиметрическая съемка масштабов 1:1 000 000 и 1:100 000, сейсмозондирования МОВ масштабов 1:500 000 и 1:200 000. Эти работы позволили установить общие закономерности геологического строения района и целенаправленно ориентировать последующие детальные исследования с целью непосредственного поиска перспективных на нефть и газ структур.

Восточно-Юганское месторождение открыто в 1997 году поисковой скважиной № 104, пробуренной Восточно-Сургутской НГРЭ по Территориальной программе ГРП автономного округа.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского фундамента и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, сложенного песчано-глинистыми отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем (приложение А).

Палеозойская эратема (PZ)

На изучаемой территории породы фундамента не вскрыты. Породы *палеозойского фундамента*, согласно Атласу месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры [1] представлены порфиритом базальтовым, тёмно-серым и тёмно-зелёным, с прожилками и включениями кальцита и других минералов и осадочными породами возможно нижнесреднепалеозойского возраста. По каротажу породы фундамента характеризуются высоким удельным электрическим сопротивлением, которое достигает нескольких сотен Ом. К кровле фундамента приурочен сейсмический горизонт А. *Кора выветривания* пермо-триасового возраста по данным [1] представлена эффузивами основного состава – базальтоидами. На электрокаротажных диаграммах данные отложения характеризуются сравнительно невысокими сопротивлениями (порядка 20 Ом) и отрицательной аномалией ПС.

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J)

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах коры выветривания и представлена всеми тремя отделами: верхним, средним, и нижним. Нижний и средний отделы сложены близкими по генезису породами, выделяемыми в тюменскую свиту. В составе верхнеюрского отдела выделяются абалакская и баженовская свиты.

Тюменская свита (J₁₋₂т) сложена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты тёмно-серые, плотные, крепкие с многочисленными включениями обуглившихся растительных остатков, местами битуминозные. Алевролиты серые и светло-серые, участками глинистые, волнисто-горизонтальные-слоистые за счёт прослоев и линз песчаника. Песчаники серые, мелко- и разномерные, крепкие, слюдяные, кремнисто-глинистые, с которыми связаны пласты-коллекторы Ю₂-Ю₁₂. Наблюдаются обильные включения растительных остатков, небольшой мощности прослойки угля. По

данным каротажа породы характеризуются высоким сопротивлением и высокими значениями ПС.

Васюганская свита (J_{3kl-ox}) сложена аргиллитами тёмно-серыми, плотными, слюдистыми, алевритистыми, прослоями известковистыми, содержат глауконит, обломки фауны аммонитов, пелеципод, фораминифер верхнеюрского возраста. На электрокаротажных диаграммах абалакская свита характеризуется низкими сопротивлениями и отрицательной аномалией ПС.

Баженовская свита (J_{3v}) представлена аргиллитами тёмно-серыми до чёрных с коричневатым оттенком, битуминозными, листоватым растительным детритом. По каротажу характеризуется положительными значениями ПС, повышенным сопротивлением и радиоактивностью. К баженовской свите приурочен региональный сейсмический горизонт – Б. Фактическая мощность от 25 до 31 м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы в изучаемом районе представлены двумя отделами. Нижний отдел объединяет мегионскую, вартовскую, алымскую, нижнюю часть покурской свит, верхний – верхи покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

На битуминозных аргиллитах баженовской свиты согласно залегают терригенные породы мегионской свиты (K_{1br-v}), включая в себя осадки берриасского и нижней части валанжинского ярусов. В низах свиты выделяется ачимовская толща, сложенная, в основном, песчано-алевролитовыми породами и перекрытая мощной толщей аргиллитов темно-серых и серых, плотных, слюдистых, иногда известковистых. В верхней части мегионской свиты выделяется песчаный пласт БС₁₀. По каротажу характеризуется высокими значениями $\alpha_{ПС}$ и низким сопротивлением. Сейсмический горизонт – Н_{БС1-14}.

Отложения вартвской свиты (K_{1v-g-b}) верхне-валанжин-готерив-барремского возраста вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нижняя часть вартовской свиты представлена переслаиванием аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых и песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых, слюдистых (пласты группы БС). Аргиллиты заметно преобладают над песчаниками. В верхней части вартовской свиты выделяются песчаные пласты АС₉, АС₁₀, АС₁₁, которые по каротажу характеризуется высокими значениям $\alpha_{ПС}$ и высоким сопротивлением. Сейсмический горизонт – Н_{АС4-12}.

Отложения алымской свиты (K_{1ar}) раннего апта представлены аргиллитами темно-серыми, в средней части почти черными, плотными, крепкими, слюдистыми, прослоями известковистыми. В нижней части встречаются линзовидные, тончайшие прослойки песчаников. По каротажу характеризуется положительными значениями ПС и низким сопротивлением. Сейсмический горизонт – М. Фактическая мощность от 85 до 88 м.

Отложения покурской свиты ($K_{1ap-al} - K_{2sm}$), выделенные в объеме осадков верхнеапт-альб-сеноманского возраста, представлены неравномерным переслаиванием алевроито-песчаных пластов с глинистыми. Характерно наличие обильного растительного детрита, линзочек и маломощных прослоев угля. В нижней части свиты возрастает роль глинисто-алевролитистых пород, состав которых аналогичен подстилающим отложениям. В верхней её части (отложения сеномана) превалирующее значение имеют песчаники серые и светло-серые, иногда зеленоватые, мелкозернистые, реже среднезернистые, глинистые, прослоями известковистые. По каротажу КС характеризуется низким сопротивлением. Фактическая мощность от 17 до 74 м.

Кузнецовская свита (K_{2t}) представлены пачкой глин тёмно-серых с зеленоватым оттенком, плотных, аргиллитоподобных, с включениями глауконита и обломками фауны. Для свиты характерно низкое значение сопротивления. Сейсмический горизонт – Г. Фактическая мощность от 12 до 21 м.

Глинистые отложения берёзовской свиты ($K_{2t-cn-st-cm}$) разделяются на две подсвиты: нижнеберёзовскую и верхнеберёзовскую.

Отложения ганькинской свиты ($K_{2st-ms-d}$) маастрихт-датского возраста довольно однообразна. Весь разрез представлен глинами серыми, зеленовато-серыми, иногда голубоватыми, известковистыми, прослоями, переходящими в мергели. Встречаются включения глауконита, пирита и обломки фауны.

Кайнозойская эротема (KZ)

Палеогеновая система (P)

Разрез палеогеновых образований представлен мощной толщей осадков палеоценового, эоценового и олигоценового возрастов. В составе палеогеновой системы выделяется ряд свит: талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен), тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская (олигоцен). Четвертичные отложения с перерывом залегают на олигоцене. Общая толщина кайнозоя составляет порядка 400 м.

2.2 Тектоника

По тектоническому районированию фундамента территория исследования находится в пределах Югано-Покурской внутренней позднегерцинской впадины (рис. 4). Палеозойские отложения, слагающие фундамент плиты, представлены в основном карбонатными толщами девона [1]. Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует

отложениям пермо-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж, менее дислоцированы и подвержены метаморфизму.

По тектоническому районированию осадочного чехла [1] Восточно-Юганское месторождение приурочено к Фаинской котловине, расположенной в узкой части Юганской мегавпадины, тяготеющей к Нюрольско-Юганскому геоблоку (Приложение Б). Фаинская котловина граничит с запада с Усть-Балык-Мамонтовским, а с востока с Угутским валам (рис. 4).

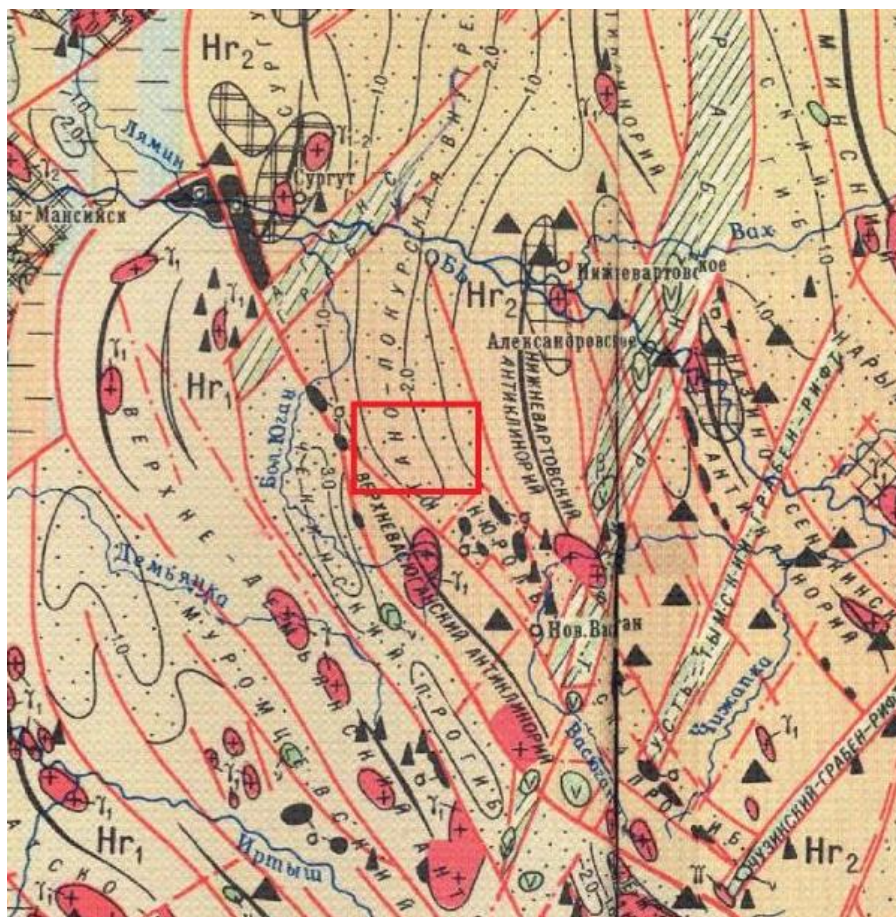


Рисунок 4 – Положение территории исследования на фрагменте из «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты», по редакции В.С. Суркова (1974 г.) [6]

Описание структурной поверхности рассматривается на уровне структур надпорядковых, I и II порядков, согласно тектоническому районированию, принятому в ЦРН ХМАО. К югу от Сургутского и Нижневартовского сводов расположена Юганская мегавпадина с резко дифференцированным структурным планом. По основному отражающему горизонту Б большая часть мегавпадины занята Кулумским, Ямским прогибами и Фаинской котловиной (Приложение Б). Восточно-Юганской месторождение приурочено к северному склону Угутского вала (рис. 5).



Рисунок 5 – Структурная карта по отражающему горизонту Б (баженовская свита) на территории объекта исследования. Положение участка исследований на карте выделено красным [41]

2.3 Нефтегазоносность

По нефтегазоносному районированию [1] Восточно-Юганское месторождение находится в Вартовском нефтегазоносном районе Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской НГМП (рис. 6).

В пределах Вартовского НГР продуктивными являются следующие нефтегазоносные комплексы: среднеюрский (пласт ЮС₂, ЮС₃), верхнеюрский (горизонт Ю₁) и меловой с пластами БС₁₆, БС₁₀, БС₁₀¹ (валанжин), БС₂, БС₁ (готерив), АС₉, АС₇₋₈, АС₅₋₆, АС₄ (баррем).

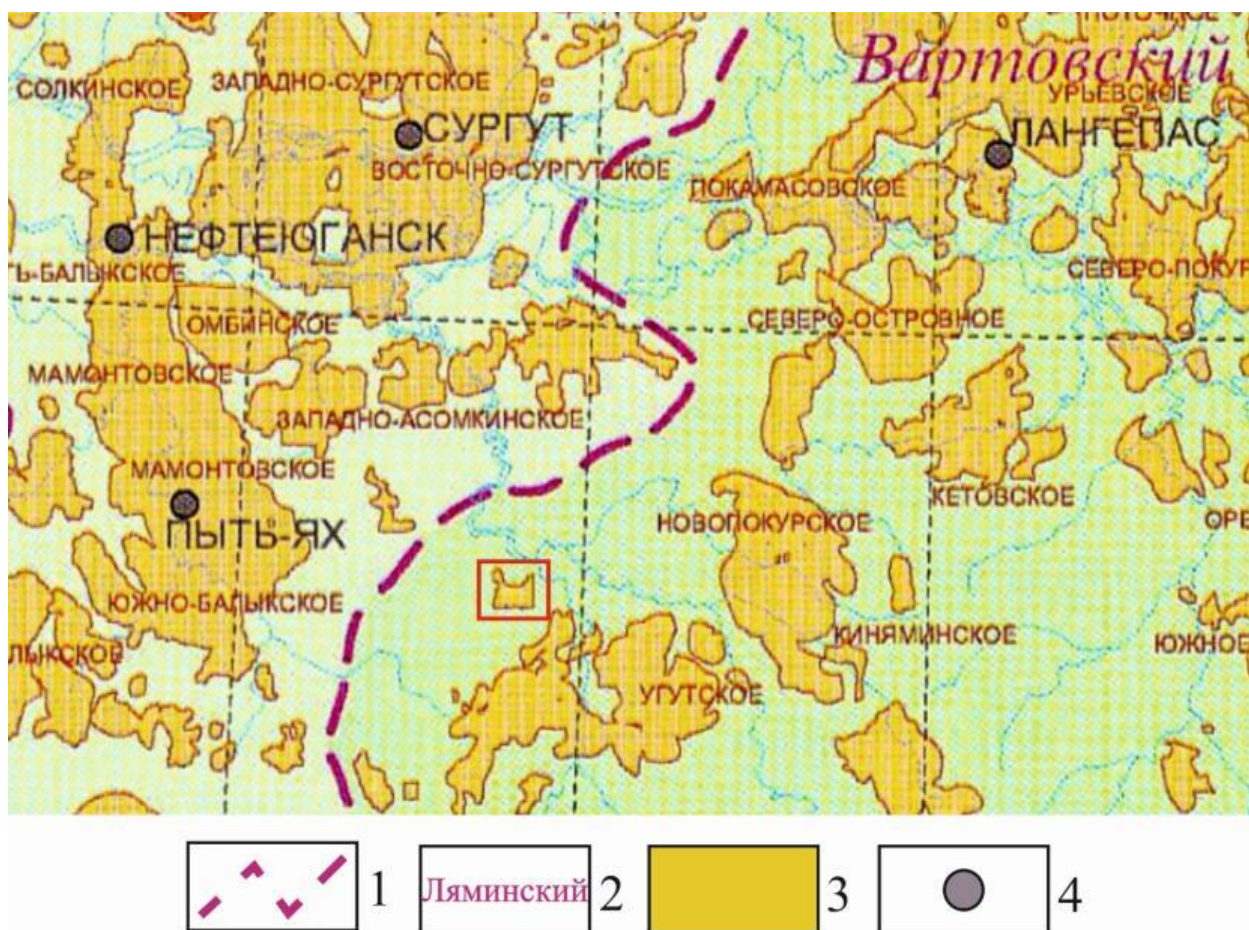


Рисунок 6 – Положение участка исследований на «Карте нефтегеологического районирования территории ХМАО» под редакцией А.В. Шпильмана: 1 – граница НГР; 2 – название НГР; 3 – запасы углеводородов; 4 – населенные пункты [1]

На Восточно-Юганском многопластовом месторождении продуктивным так же является юрские комплексы с пластами Ю₁¹, Ю₂, Ю₃, приуроченные к верхне- и среднеюрским отложениям соответственно. Основным по извлекаемым запасам является пласт Ю₁¹. При опробовании пласта в скважине получен приток нефти дебитом 12 м³/сут при депрессии на пласт 14 МПа. ВНК установлен по данным ГИС и результатам испытания скважины 104 на а.о. -2953 м.

По типу залежи месторождения пластовые, литологически экранированные. Размеры составляют по пластам Ю₃, Ю₂ и Ю₁¹ соответственно 5.6×14.0, 6.2×20.5 и 6.1×17.6 км, высота 47-53 м. Положение ВНК представлено на рисунке 7.

Нефть по физико-химическим свойствам средняя для верхнеюрских отложений (0,851 г/см³) и тяжелая для среднеюрских отложений по плотности (0,883 г/см³). Пластовые воды хлоридно-кальциевого типа с минерализацией 14 г/л [7].

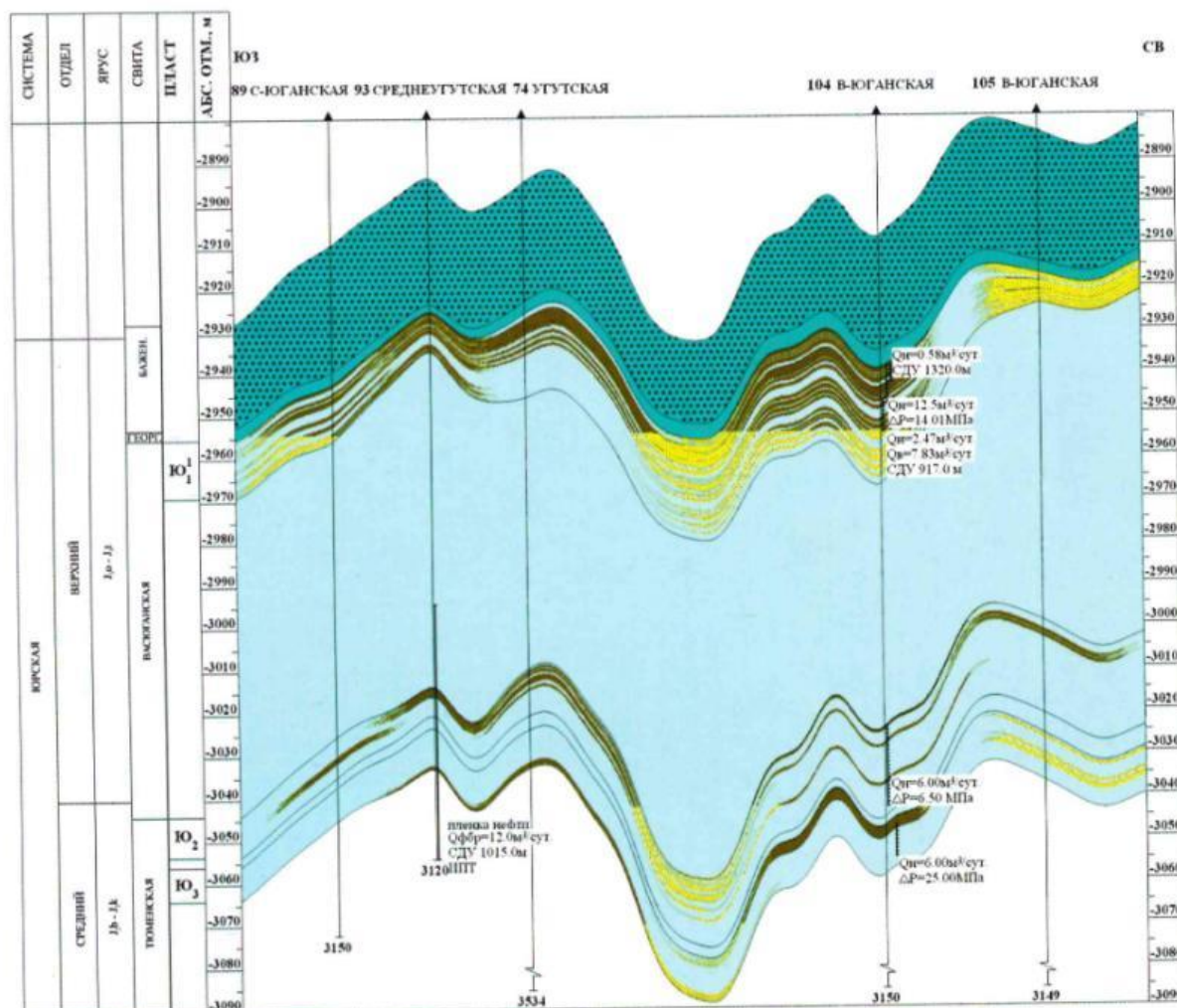


Рисунок 7 – Положение ВНК на разрезе по линии скважин 89-93-104-105 [7]

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Связующим звеном между геологическими объектами и геофизическими методами исследования разрезов скважин является петрофизика. Петрофизика осадочных пород концентрируется на исследовании пористости с различными ее проявлениями, характеристик насыщения пород флюидами и их способности пропускать флюиды через поровое пространство, а также минералогического и гранулометрического состава пород.

Плотность осадочных пород зависит от минерального скелета, пористости обусловленной структурой и происхождением пород, плотности жидкости заполняющей поры. Размер пор и форма их зависят от формы и размеров породообразующих частиц.

Пористость реальных коллекторов нефти и газа редко превышает 30%, а в большинстве случаев составляет 12-25%. Для характеристики свойств пласта-коллектора недостаточно одной пористости, они также связаны с размером паровых каналов. По величине паровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно подразделяют на три

группы: сверхкапиллярные - 2-0,5 мм (движению жидкости и газа препятствуют лишь силы трения); капиллярные – 0,5-0,0002 мм (значительно препятствуют также капиллярные силы); субкапиллярные - менее 0,0002 мм (из-за действия капиллярных сил движения жидкости в природных условиях практически невозможно, поэтому горные породы, хотя и обладающие значительной пористостью, но имеющие поры преимущественно субкапиллярного характера (глина, глинистые сланцы и др.) не относят к коллекторам).

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа, воды называется насыщенностью. Коэффициент нефтенасыщенности - доля объема пустот в горной породе, заполненной нефтью. Аналогично определяются коэффициенты газо-водонасыщенности.

Проницаемостью горных пород называют их способность пропускать жидкость или газ под действием перепада давления. Проницаемость является одним из важнейших коллекторских свойств. Проницаемость измеряется объемным расходом невзаимодействующей с породой жидкости определенной вязкости, протекающей через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления.

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в очень широких пределах и определяется минеральным составом, пористостью, минерализацией пластовых вод. Соотношением воды и нефти в поровом пространстве. В зависимости от характера насыщения и глинистости коллекторов, удельное сопротивление песчаников изменяется от 1,5 до 60 Ом. Водоносные коллектора отмечаются сопротивлением от 1,5 до 6,4 Ом, продуктивные от 6 до 60 Ом. Для глинистых пород удельное электрическое сопротивление характеризуется низкими и сравнительно постоянными значениями 1-10 Ом.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины 20-25 мкр/час, радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости 2-20 мкр/час.

Коллекторы в верхнеюрском пласте Ю₁ являются порового типа и литологически представлены песчаниками мелкозернистыми, однородными, массивными с рассеянной вкрапленностью углисто-растительного детрита. Пористость по данным ГИС равна 15-20%, нефтенасыщенность – 55-63% [7].

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Восточно-Юганское месторождение расположено условно между двумя региональными сейсмическими профилями: R 06 и R 09. Фрагмент регионального сейсмического профиля R 06 представлен в Приложении В.

Отраженная волна А приурочена к зоне контакта осадочного чехла и доюрских образований. Сейсмическое волновое поле, зарегистрированное от доюрских образований, резко изменяется как по частоте, так и по амплитуде. На сейсмических профилях по характеру волновой картины можно оценить литофациальные комплексы, слагающие доюрские отложения. По аномальным участкам сейсмической записи удается выделять зоны дробления, повышенной трещиноватости и кавернозности, с которыми связано значительное поглощение энергии сейсмических волн.

Комплекс отраженных волн от юрских отложений – $T_{\text{гор}}$ ($T_{\text{н.гор}}$), $T_{\text{рад}}$ ($T_{\text{гор}}$), $T_{\text{Ю2-4}}$, $T_{\text{Ю1}}$ характеризуются различной степенью изменчивости динамических параметров. Отражения местами осложнены тектоническими нарушениями. Отраженная волна $T_{\text{Ю2-4}}$ приурочена к кровле тюменской свиты, которая представлена чередованием полифациальных песчаников, алевролитов и глин. Отраженная волна $T_{\text{Ю1}}$ связана с кровлей продуктивного пласта Ю₁ или с кровлей абалакской свиты, сложенной глинистыми породами.

Отраженная волна В, связанная с баженовской свитой, является опорной на территории всей Западной Сибири.

В интервале временного разреза, соответствующего неокомским отложениям, волновое поле отображает покровный и клиноморфный характер залегания пластов групп АС, БС, АВ, БВ. *Опорный отражающий горизонт М* стратиграфически приурочен к глинам кошайской пачки нижнего апта. На большей части территории ХМАО отражающий горизонт М динамически выдержан и прослеживается хорошо. Отраженная волна M_1 теряет свои динамические особенности и практически не прослеживается в восточном направлении.

Опорная отражающая волна Г, приурочена к глинам кузнецовской свиты, динамически выдержана и уверенно прослеживается в центральных районах Западной Сибири. *Отраженная волна С* приурочена к опоковидным глинам березовской свиты нижнего мела. *Отраженная волна Э* связана с отложениями глин в кровле палеоцена. Из-за динамической неустойчивости волновой картины ОВ С и Э регионально не прослеживаются [1].

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На Восточно-Юганском месторождении пробурены скважины 104 и 105 глубиной 3150 м и 3149 м, соответственно. Обе скважины вскрыли тюменские отложения.

В скважинах выполнен полный комплекс геофизических исследований: ПС, КС, ГК, АК, ИК, БК, МБК, МГЗ.

В результате интерпретации геофизических исследований ПС, КС, ИК, ГК, АК была выполнена посевитная разбивка вскрытых разрезов (табл. 1) [3].

Таблица 1 – Посевитная разбивка вскрытых разрезов на Восточно-Юганском месторождении

Площадь	Восточно-Юганская	
	104	105
Скважина		
Талицкая свита	691	679
Н. Талицкая свита	736	716
Ганькинская свита	785	767
Березовская свита	873	857
Н. Березовская свита	939	923
Кузнецовская свита	1020	999
Покурская свита	1032	1020
С. Покурская свита	1367	
Н. Покурская свита	1668	
Алымская свита	1920	1837
Н. Алымская	1937	1911
Сангопайская свита	2022	1999
Н. Сангопайская свита	2070	
Усть-Балыкская свита	2195	2167
Н. Усть-Балыкская свита	2323	
Сортымская свита	2386	2346
Баженовская свита	2952	2925
Георгиевская свита	2979	2956
Васюганская свита	2984	2956
Тюменская свита	3069	3043
Забой	3150	3149

В меловых отложениях (рис. 8) по показаниям метода ПС, как правило, глины выделяются положительными аномалиями, а песчаники же напротив – отрицательными значениями ПС. Здесь же по КС хорошо отбиваются водоносные пласты между плотными породами, принимая пониженные значения.

Также глины характеризуются повышенными значениями по ГК, т.к. это связано с повышенным содержанием радиоактивных элементов в глинистых породах. Песчаники отбиваются пониженными значениями относительно глинистых пород аномалиями по ГК.

Выполненный комплекс в полном объеме позволил выделить в разрезе скважин пласты-коллекторы. По отрицательным аномалиям ПС, положительному приращению МКЗ и каверномеру в верхнеюрских отложениях выделен горизонт ЮС₁.

При испытании ЮС₁ получен приток нефти и открыта залежь. Скважина 105 пробурена северо-восточнее первооткрывательницы. Пласт ЮС₁ вскрыт на 30 м выше, чем в скважине 104, и оказался заглинизированным. С глубины 2984 м идут пласты юрского комплекса (рис. 9).

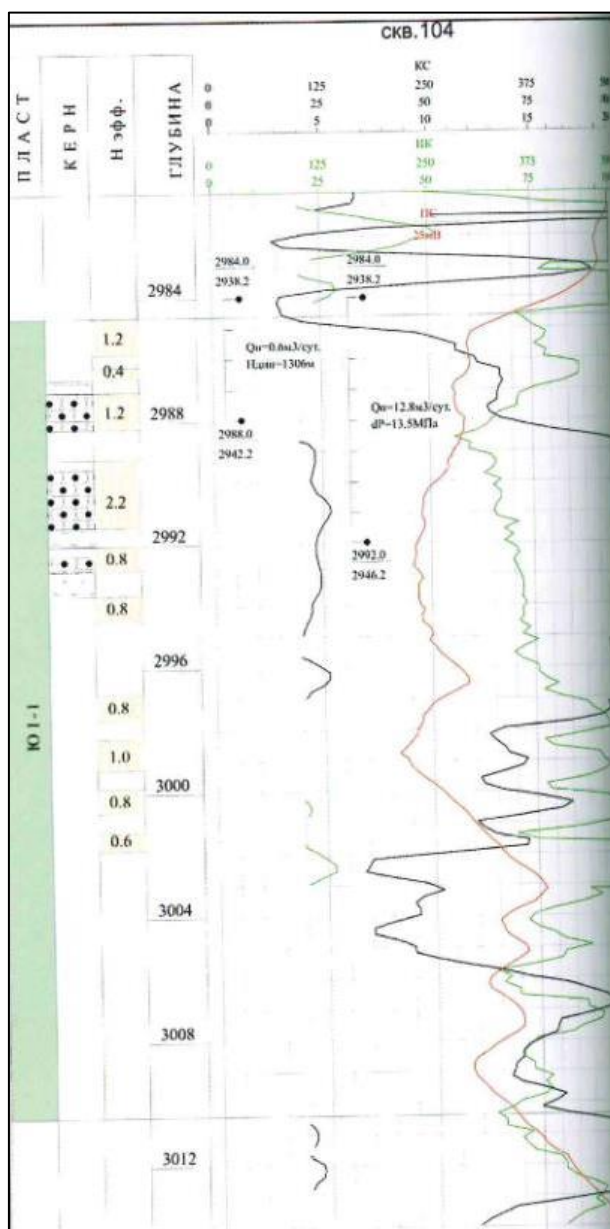


Рисунок 9 – Каротажная диаграмма для юрского интервала по 104 скважине [7]

На интересующих интервалах верхнеюрских отложений пласт Ю₁¹ по методу КС принимает высокие значения, в то время как ИК начинают уменьшаться в данном интервале. По ПС песчаные пласты выделяются отрицательной аномалией.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Перед геофизическим комплексом ставятся следующие основные задачи на стадии разведки месторождений углеводородов: литологическое расчленение и корреляция разрезов; выделение коллекторов; оценка ФЕС пород; оценка характера насыщения и коэффициентов флюидонасыщенности.

4.2 Обоснование объекта исследования

Восточно-Юганское месторождение находится на склоне Угутского вала с юго-востока от Фаинской котловины. Основным промышленным объектом является пласт Ю₁¹. Залежь вскрыта скважиной 104 и приурочена к структурно-литологической ловушке, образовавшейся на склоне поднятия (рис.10).

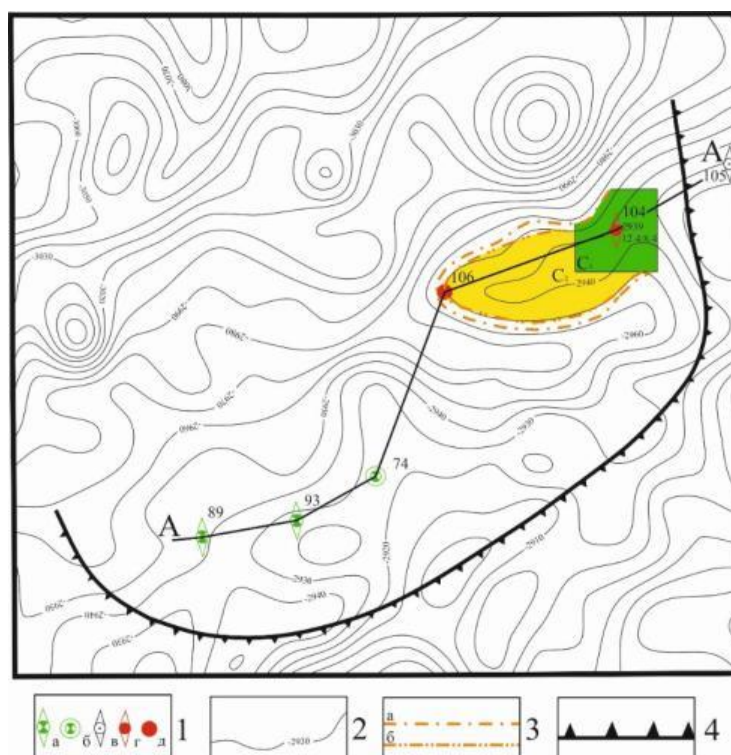


Рисунок 10 – Положение проектной поисково-разведочной скважины №106 на структурной карте по горизонту Б на основе [7]: 1 – скважина: а – поисковая, продуктивная по ГИС, б – разведочная, продуктивная по ГИС, в – поисковая, не давшая приток, г – поисковая, давшая нефонтанный промышленный приток нефти, д – проектная; 2 – изогипсы; 3 – контур ВНК: а – внешний, б – внутренний; 4 – границы выклинивания пласта Ю₁¹

На восток пласт $Ю_1^1$ выклинивается. Запасы по категории C_1 были подсчитаны и сданы в ГКЗ по одной скважине – № 104.

Исходя из выше изложенного, для изучения распространения залежи в западном направлении в структурном носе необходимо отследить положение ВНК, условно проведенного по абсолютной отметке минус 2950 м. Для уточнения положения ВНК, согласно методике В.П. Савченко [38], закладываем разведочную скважину в 3 км к юго-западу от скважины 104 (рис. 10). Планируется пробурить скважину с забоем в тюменских отложениях на глубине 3100 м (рис. 11).

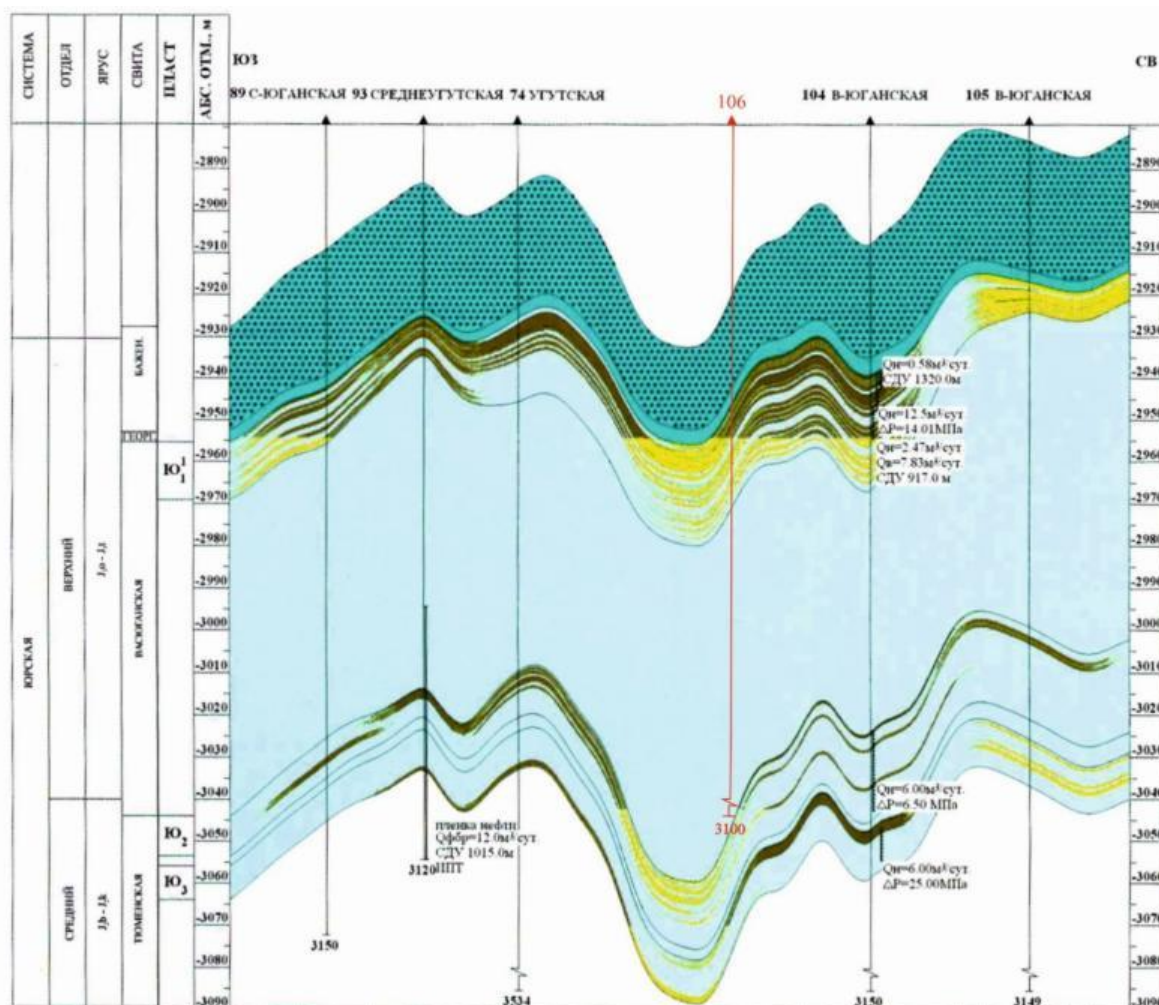


Рисунок 11 – Положение проектной поисково-разведочной скважины №106 на профиле, построенном по линии А-А на основе [7]

В таблице 2 приводится проектная стратиграфическая разбивка, на которой будут вскрыты соответствующие свиты при бурении проектной скважины №106.

Таблица 2 – Проектная стратиграфическая разбивка в скважине № 106

Название свиты	Кровля, м	
	Скважина № 104.	Проектная скважина №106.
Талицкая свита	691	710
Н. Талицкая свита	736	755
Ганькинская свита	785	805
Березовская свита	873	895
Н. Березовская свита	939	960
Кузнецовская свита	1020	1040
Покурская свита	1032	1050
С. Покурская свита	1367	1390
Н. Покурская свита	1668	1690
Алымская свита	1920	1940
Н. Алымская	1937	1960
Сангопайская свита	2022	2040
Н. Сангопайская свита	2070	2090
Усть-Балыкская свита	2195	2215
Н. Усть-Балыкская свита	2323	2345
Сортымская свита	2386	2405
Баженовская свита	2952	2970
Георгиевская свита	2979	3000
Васюганская свита	2984	3005
Тюменская свита	3069	3090
Забой	3150	3100

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

С целью обоснования проектирования геофизических работ и выбора комплекса методов ГИС готовится физико-геологическая модель для проектного объекта – горизонта Ю₁¹ васюганской свиты. ФГМ строится на основании априорной информации об объекте исследования, при этом используется вся имеющаяся геолого-геофизическая информация.

Для построения ФГМ для верхнеюрских пластов используется информация по Вартовскому типовому разрезу для верхнеюрских отложений Среднеобской НГО из [1].

На рисунке 12 построена физико-геологическая модель для проектного пласта Ю₁¹.

Пласт Ю₁¹ представлен песчаниками мелкозернистыми с плотным пропластком. По данным ГИС песчаники характеризуются по кривой ПС глубокой отрицательной аномалией. Глины выделяются по максимальным значениям на кривой по ПС.

Нефтенасыщенный пласт-коллектор на кривых КС и ИК отражается высокими значениями – до 30 Омм и 50 мСим, соответственно.

Данные по кавернометрии свидетельствуют о том, что в пределах продуктивного пласта имеется глинистая корка из-за уменьшения диаметра скважины. Глинистые разности характеризуются увеличением диаметра.

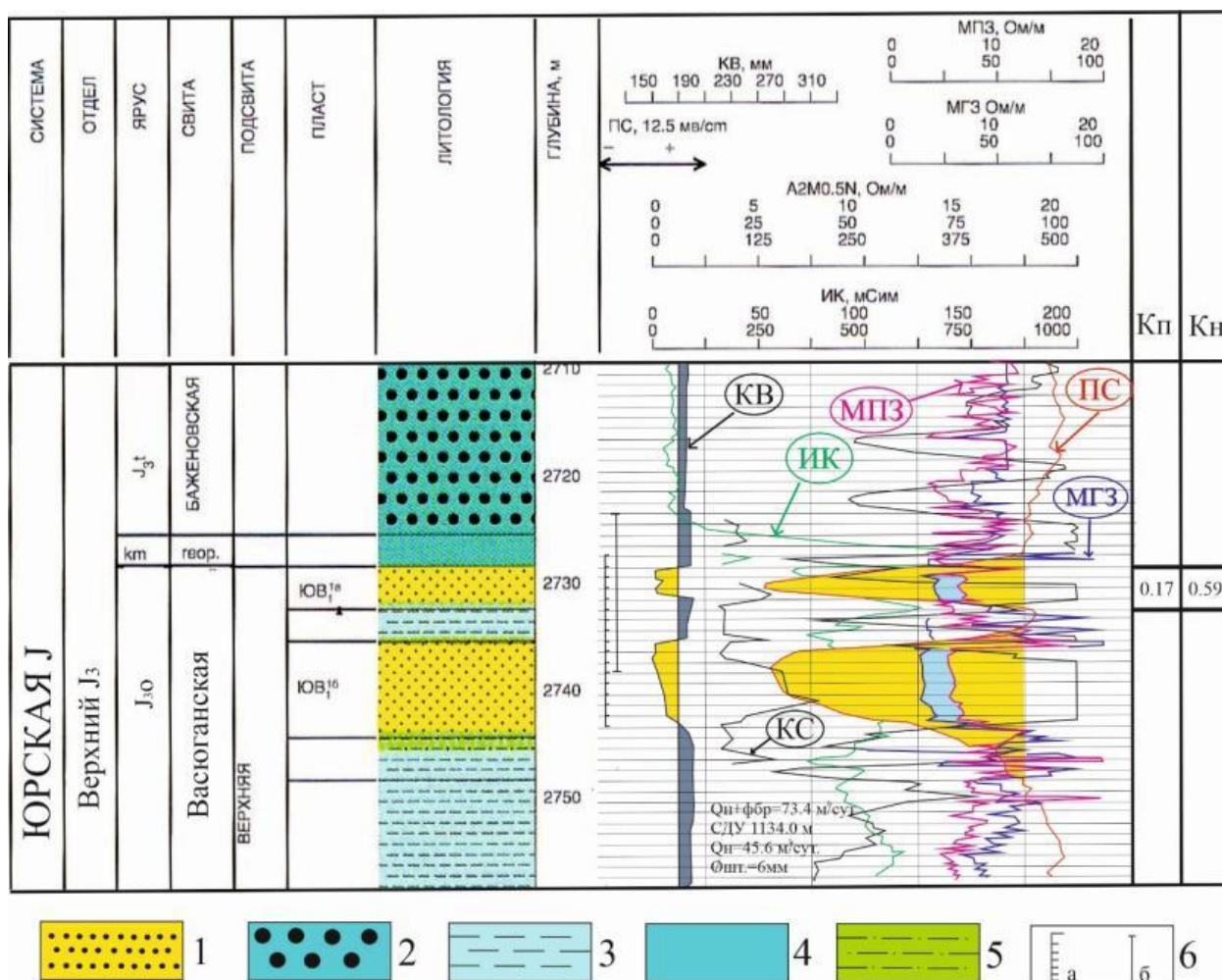


Рисунок 12 – Физико-геологическая модель проектного горизонта Ю₁¹: 1 – проницаемые породы; 2 – битуминозные аргиллиты; 3 – глины морского происхождения; 4 – тонкоотмученные глины; 5 – алевролиты; 6 – интервал: а – интервал перфорации, б – интервал опробования [1]

По положительным приращениям по кривым МКЗ хорошо выделяются кровля и подошва пластов-коллекторов. По началу и концу расхождения в показаниях МПЗ и МГЗ определяется кровля и подошва коллектора.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Исходя из выше обозначенных фактов и учётом ФГМ, и выше поставленных геологических задач, рекомендуется использовать следующие геофизические комплексы для исследования скважин.

Стандартный картаж (КС) – используется для корреляции разрезов скважины литологического вскрытия. Исследования проводятся в том числе с регистрацией

потенциалов ПС и кажущегося сопротивления с помощью зонда, длина которого выбирается как постоянная для области района работ [5].

Высокочастотной индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) – этот метод позволяет определить характер насыщения маломощных коллекторов и резервуаров. Используется для определения УЭС пластов и резервуаров, для изучения сопротивления зоны проникновения и её диаметра с необходимостью вычленения в разрезе пластов-коллекторов, а также для определения их характера насыщения нефтью и коэффициента насыщения. [5].

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – выполняется комплексом последовательных градиент зондов с размерами: 0,45; 1,05; 2,25; 4,25; 8,5 м и одним обращенным – 2,25 м. Данный метод используется с целью определения УЭС пластов, сопротивления зоны проникновения и её диаметра с целью выделения в разрезе флюидонасыщенных пластов, оценки их характера насыщения, и количественной оценки нефтенасыщенности при условии что сопротивление пород меньше сопротивления промывочной жидкости. [5].

Метод *бокового каротажа (БК)* используется с целью определения и уточнения кажущегося удельного электрического сопротивления. Величина кажущегося сопротивления, измеряемая при боковом каротаже, несколько искажается влиянием непосредственно самой скважины и вмещающих здесь пород. Исходя из выше изложенного, боковой каротаж очень эффективен для изучения геологических разрезов с нередким переслаиванием, а также чередованием пластов в условиях больших коэффициентов сопротивления пород и промывочной жидкости.

Микробоковой каротаж (МБК) – используется для определения УЭС промытой зоны пласта, когда толщина глинистой корки составляет менее 10-15 мм при пропорциональном уменьшении УЭС при увеличении толщины глинистой корки [5].

Индукционный каротаж (ИК) используется непосредственно для определения удельного сопротивления пластов, выделяя в разрезе коллектора при этом определяя их характер насыщения и коэффициента нефтенасыщения. Данный метод используется в скважинах, имеющих $\rho_p < 50$ Ом, $\rho_p/\rho_c < 200$ [5].

Резистивиметрия – метод применяется для определения интервалов поглощения промывочной жидкости в скважине. Используется для определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости. [5].

Радиоактивные методы (РК) – применяются для определения выделения в разрезах скважин месторождения полезных ископаемых, для корреляции разрезов осадочных пород

и для литологического расчленения, выделения пластов-коллекторов, оценки глинистости пород, поисков радиоактивного сырья [5].

Гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп) следует применять для определения емкостных параметров породы и также для литологического расчленения разрезов. [5]

Акустический каротаж (АК) применяется для расчета упругих свойств пород, ещё метод следует использовать как для литологического уточнения пластов, так и локализации трещиноватых пород, гидроразрывов и интервалов напряженного состояния горных пород, нахождения коэффициентов трещино-кавернозной пористости коллекторов и характера насыщенности пластов флюидом. [5]

Кавернометрия (КВ) –используется для определения среднего диаметра и геометрии ствола скважины, а также для уточнения геологического разреза – выделения пластов-коллекторов и т.д. *Микрокавернометрия* – метод, который служит для определения толщины глинистой корки [5].

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) – метод основан на регистрации кажущегося удельного электрического сопротивления прискважинной зоны фокусированным микрозондом, установленном на прижимном изоляционном башмаке. Радиус исследования около – 10 см [5].

Поэтому, в проектной скважине №106 в открытом стволе на Восточно-Юганском месторождении планируется выполнить следующий комплекс ГМИС (табл. 3).

Таблица 3 – Комплекс геофизических методов в проектной скважине

№ п/п	Виды исследований, их целевое назначение	
1	2	
	Методы ГИС	Решаемые задачи
1	<u>ПС, КС</u>	«Литологическое вскрытие разрезов, оценка коллекторских свойств пластов, корреляция и связывание глубин по БКЗ, определение коэффициента проницаемости».
2	<u>КВ</u>	«Оценка геометрии скважины, расчет объема затрубного пространства при цементировании скважины, а также определение глубины проникновения зоны фильтрата бурового раствора, толщины глинистой корки. Выделение проницаемых интервалов».
3	<u>ИК</u>	«Определение удельного электрического сопротивления горных пород, оценка характера насыщения пласта».
4	<u>БК</u>	«Расчленение и сравнение разрезов скважин, определение УЭС пласта или зоны проникновения (для неглубокого проникновения фильтрата в пласт)».
5	<u>БКЗ – 6 зондов</u>	«Определение удельного сопротивления пластов и зоны вторжения, коэффициента нефтенасыщенности пластов».
6	<u>МБК</u>	«То же самое относится и к определению УЭС той части пласта, которая примыкает к скважине».
7	<u>АК</u>	«Оценка физико-механических свойств горных пород, оценка пористости, расчет деформационных и упругих модулей».

8	<u>ГГКп</u>	«Используется в сочетании с ГК при оценке пористости горных пород для внесения поправок на изменение их глинистости».
9	<u>Инклинометрия</u>	«Контроль направления ствола скважины, уточнение глубин залегания пластов».
10	<u>ВИКИЗ - 5 зондов + ПС</u>	«Определение УЭС прослоев малой мощности, коэффициента нефтенасыщенности коллекторов, положение ВНК».

Таким образом, в скважине №106 Восточно-Юганского месторождения проектом предусматривается выполнить следующие работы по этапам (табл. 4).

Таблица 4 – Комплекс проектных геофизических исследований для решения поставленных задач

№ пп	Название исследований	Масштаб	Интервалы исследований, м
1	2	3	4
В кондукторе (открытый ствол)			
	Стандартный каротаж	1 : 500	0-710
	ПС	1 : 500	
	ГК и ГГКп	1: 500	
	Кавернометрия	1: 500	
Каротаж в открытом стволе			
	Стандартный каротаж	1: 500	710-3100
	ПС	1: 500	710-3100
	БК, БКЗ, ИК	1: 200	2900-3100
	ГК и ГГКп	1: 500	0-2900 2900-3100
	АК	1: 200	
	Кавернометрия	1: 500	
	Микрозондирование	1: 200	
	Газовый каротаж	1: 500	
Каротаж в продуктивной части разреза			
	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и ГГКп, МБК, ВИКИЗ	1: 200	2900-3100
	АК	1: 200	2900-3100
	Кавернометрия	1: 200	
	Микрозондирование	1: 200	
	Инклинометрия	Через 25 метров	0-3100

5 МЕТОДИКА И ТЕХНИКА ПОЛЕВЫХ РАБОТ

5.1 Методика проектных геофизических работ

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.

Перед выездом на скважину геофизическая партия получает маршрутный лист и заказ на проведение геофизических исследований и работ, форма и содержание которого согласовываются между геофизическим предприятием и недропользователем. Затем партии необходимо взять прибор и провести пробную запись на базе и убедиться, что прибор находится в исправном состоянии и готов к работе. К полевым измерениям в скважинах допускается оборудование и приборы, прошедшие все необходимые метрологические поверки в соответствии с действующими государственными стандартами и иным методическим предписаниям согласно проведению разных разновидностей каротажа. Затем партия получает растрачиваемые использованные материалы и источники радиоактивных излучений. Далее, в базе данных они обязаны сделать запись файлов периодических калибровок, а также данных и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных.

Согласно по прибытию на куст состав каротажной партии проводит проверку готовности бурящейся или действующей скважины к геофизическим исследованиям и работам согласно техническим условиям на их подготовку для реализации и осуществления проведения ГИС и подписывается акт о готовности передачи скважины к проведению исследований и работ, а также проверяется и уточняется правильность задания, указанного в заказе. Партия устанавливает каротажную станцию и подъемник примерно в сорока метрах от устья и подключается к электросети переменного электрического тока, действующего на скважине или к дизельному генератору и заземляется [5].

Затем партия сматывает с барабана геофизический кабель, около пятидесяти метров, вручную. Устанавливаются два ролика (блок-баланс): один на устье скважины, а другой подвешивают сверху на крюке, через которые пропускают головку, на который будет цепляться геофизический прибор [5].

После всех необходимых геофизических исследований в скважине прибор поднимают наверх и в последние 50-100 м необходимо поднимать прибор вручную во избежание аварийных ситуаций [5].

Регистрация диаграмм производится с помощью цифровой геофизической каротажной станцией “Кедр”, где отличительной особенностью данной станции является неприхотливость и простота в обращении. Запись информации осуществляется на жесткий диск.

Для *стандартного каротажа* применяется прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М. Прибор включает запись *потенциал-зондом* (ПЗ) А0,5М6N или А0,5М11N с параллельной записью кривой потенциалов *собственной поляризации* (СП). Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см. [5].

Для *бокового каротажного зондирования* (БКЗ) используется тот же прибор, что и для стандартного каротажа. Прибор также выполняет работу последовательными градиент-зондами размерами А0=0,45; 1,05м; 2,25 м; 4,25 м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25 м. Масштаб записи кривых КС – 2,50 мм/см. [5].

Для *индукционного метода* (ИК) используется тот же прибор. Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, скорость для регистрации – 1600-2500 м/ч. [5].

Боковой каротаж (БК) записывается комплексным прибором электрического каротажа - К1А-723-М. Запись проводится в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. Скорость записи и аппаратура такая же, как и при записи стандартного каротажа.

Прибор комплексного электрического каротажа К1А-723-М (рис.13) используется для измерения кажущегося УЭС горных пород зондами бокового каротажного зондирования, потенциал-зондом, зондом трехэлектродного бокового каротажа, потенциала самопроизвольной поляризации, кажущегося удельного электрического сопротивления промывочной жидкости, кажущегося удельного электрической проводимости горных пород зондом индукционного каротажа.

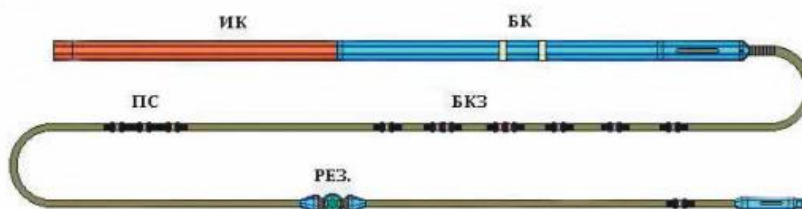


Рисунок 13 – Прибор К1А-723-М

Область применения – геофизическое исследование скважин, бурящихся на нефть и газ.

Таблица 5 – Характеристика прибора К1А-723-М

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

Для *микрондирования (МКЗ)* применяется прибор МК-ГМ. Запись проводится микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,50мм/см. В эксплуатационных скважинах микрондирование осуществляется при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не больше 150. [5].

В *микробоковом методе (МБК)* используется тот же прибор, что и для МКЗ и используется такой же масштаб записи.

Для *кавернометрии (КВ)* масштаб записи 2см/см. [5]

Прибор микрометодов и микробокового каротажа МК-ГМ (рис. 14) предназначен для измерения электрического сопротивления горных пород зондами микрокаротажа и бокового микрокаротажа, а также диаметра скважины. [5]

Применяются для исследования не обсаженных скважин диаметром от 160 до 400 мм, заполненных промывочной жидкостью на водной основе. Измерительные зонды микрокаротажа и бокового микрокаротажа размещены на двух башмачках, прижимаемых к стенке скважины управляемой рычажной системой.



Рисунок 14 – Прибор МК-ГМ

Таблица 6 – Характеристика прибора МК-ГМ

Температура рабочей среды	-10...+120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø90x4650

Таблица 7 – Характеристика прибора МК-ГМ (модификация БМК-Т (высокотемпературная))

Температура рабочей среды	-10...+150 °С
Диаметр исследуемых скважин, мм	110...350
Масса прибора, не более	Ø90x4650

Для радиометрических исследований включают как правило гамма-метод (ГК), и нейтронный метод (НМ). Для записи кривых гамма-каротажа пользуются аппаратурой СРК-73 [5].

Аппаратура СРК-73 (рис. 15) предназначен для исследования скважин с диаметром 110-350 мм с помощью двухзондовым нейтронно-нейтронный тепловизионный каротажем и гамма-каротажем для измерения активности природных горных пород. Модуль обеспечивает проведение измерений в скважинах, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водяной основе с содержанием NaCl до 300 г/л. В состав модуля входит локатор муфт, предназначенный для индикации обсадной колонны [5].



Рисунок 15 – Прибор СРК-73

Таблица 8 – Характеристика прибора СРК-73

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø76x3300
Масса, не более	70 кг

Акустический каротаж (АК) будет выполняться скважинным прибором акустического каротажа АК-73ПМ. Скорость регистрации примерно составит 1200-1500 м/ч.

Скважинный прибор акустического каротажа АК-73ПМ (рис. 16) предназначен для измерения параметров распространения упругих колебаний: волны по обсадной колонне, продольной и поперечной волн по породе в скважинах, обсаженных и с открытым стволом, заполненных жидкостью на водяной или нефтяной основе и имеющий диаметр от 100 до 300 мм [5].



Рисунок 16 – Прибор АК-73ПМ

Таблица 9 – Характеристика прибора АК-73ПМ

Температура рабочей среды	-10...+120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры, мм	Ø73x4400
Масса, не более	80 кг

Инклинометрия проводится прибором ИГН-73-100/80 с шагом измерения 25 м.

Прибор инклинометр ИГН-73-100/80 (рис. 17) представляет собой самонаводящуюся программно-управляемую систему, предназначенную для определения траектории движения скважины в непрерывном автономном режиме при проведении измерений с регистрацией глубины скважины, зенитного угла, азимута и угла поворота отклонителя [5].

Таблица 9 – Характеристики прибора ИГН-73-100/80

Предельное гидростатическое давление	60 МПа
Температура рабочей среды	до 120°С
Габаритные размеры	Ø 73 мм * 3500 мм
Масса прибора, не более	55 кг



Рисунок 17 – Прибор ИГН-73

Для приема и обработки информации, аналоговых и цифровых сигналов используется геофизическая станция Кедр-02 (рис. 18), где информация поступает по геофизическому кабелю от скважинного оборудования без наземных панелей, в том числе от импульсного датчика глубины и магнитных датчиков отметки глубины.

КЕДР-02 включает в себя: геофизический блок, блок коммутации, плоттер (ПЛ02), универсальный источник питания, источник бесперебойного питания.



Рисунок 18 – Каротажная станция «Кедр-02»

5.2 Интерпретация геофизических данных

5.2.1 Обработка первичных данных

Первоначальная коррекция информации после геофизических исследований производится непосредственно в скважине. Этот процесс включает в себя: связывание электронных и магнитных меток в рабочие файлы одной и той же процедуры спуска; связывание информации по глубине; объединение и связывание точек записи различных приборов по глубине; придание кривым масштабов, выраженных в физических единицах; формирование единого файла недропользователя для каждого метода исследования (несколько файлов, соответствующих количеству методов, выполняемых сборкой определенных приборов) [5].

Содержание печатной копии первичных данных должно полностью отражать файл недропользователя.

Для обеспечения унифицированных форматов представления данных лог-диаграммы вставляются в дисплей монитора, рулонную бумагу шириной 22 см или в типичные листы документа формата А4, записываемые дорожками, рекомендованными справочником API [5].

Результаты геофизических исследований подлежат вторичному контролю, основными целями которого являются оценка полноты реализации заявленных исследовательских комплексов, а также возможности использования результатов

измерений для количественной и качественной интерпретации. Вторичный контроль качества осуществляется при получении первичных материалов от лесозаготовительных партий (отрядов) службой интерпретации геофизического предприятия. Порядок представления отчетных материалов (сроки, исполнители) определяется обществом [5].

Первичные материалы ГИС архивируются для постоянного хранения первичной информации о недрах и обеспечения возможности ее повторной обработки с использованием новых методических и программных средств и получения дополнительной информации, которая не была получена.

Основными требованиями к архивированию являются полнота архивных материалов, исключающая потерю материалов и несанкционированный доступ к ним. Формой хранения информации являются файлы и печатные копии в двух экземплярах, расположенных на разных носителях. Одна из бумажных копий должна быть оформлена на перезаписываемом носителе [5].

Камеральная обработка данных геофизических исследований и интерпретация результатов выполняются в несколько стадий. Качество измерений характеризуется тремя оценками: "хорошо", "удовлетворительно" и "дефектно". После подачи полевого материала в исследовательскую группу, в первую очередь, результаты ГИС подлежат тщательному мониторингу, целью которого является выявление ошибочных и некачественных материалов и их отбраковка.

«Хорошее качество»: результаты измерений полностью соответствуют требованиям настоящей «Инструкцией по проведению геофизических исследований рудных скважин», утвержденной Министерством природных ресурсов Российской Федерации от 06.12.2000 г.

«Удовлетворительное качество»: это когда такие результаты измерений не превышают пределов допустимых погрешностей, но данные записываются с погрешностями. К ошибкам и погрешностям относятся: отсутствие до 20% глубины отметки; отсутствие какой-либо информации в заголовке или заголовке, отсутствие каких-либо повторных или контрольных списков, когда погрешность измерения может быть оценена другим способом; отсутствие одной из калибровок, выполненных до или после проведения геофизических исследований; небольшие пробелы в поле данных, которые вызваны задержками в работе прибора, если они не препятствуют выдаче заключения [5].

«Дефект» возникает, когда данные каротажа записываются с большими ошибками, превышающими допустимые погрешности, или с пробелами и помехами, где их уже нельзя исправить при обработке и интерпретации результатов, поэтому материал не может быть использован для решения определенных задач, поставленных перед данным методом исследования [5].

Материалы с оценкой «удовлетворительного» и «хорошего» качества обрабатывают дальше – осуществляют 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 связи решаемых вопросов, характера используемой при этом данных, отличают соответствующее разновидности интерпретации:

«Раздельная» интерпретация каротажных диаграмм заключается в обработке диаграмм каждого метода, где цель представлена в выделении в разрезе скважины границ пластов с разной характеристикой и оценкой их физических свойств.

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

«Количественная» интерпретация каротажных диаграмм проводится с помощью теоретических кривых, таблиц, палеток для внесения поправок в результаты полученных измерений, где оцениваются физические свойства пород каждого отдельного метода.

«Качественная» интерпретация каротажных диаграмм сводится в основном к корреляции геолого-геофизических разрезов и геологическим построениям.

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

5.2.2 Геологическая интерпретация геофизических данных

Целью интерпретации считается детальное изучение конкретной части скважины, вскрытие продуктивной части разреза коллекторов всех типов (пористых, трещиноватых, кавернозных, смешанных), количественный анализ коллекторских свойств коллекторов, а также анализ их эффективности (нефти или газа). В процессе эксплуатации петрофизическое оборудование используется для этой стадии готовности, которая достигается при бурении скважины.

Оперативная интерпретация состоит из четырех этапов: коррекция (редактирование) и первичный контроль качества цифровых данных о скважине; интерпретация промежуточных данных исследований; интерпретация и итоговый контроль качества данных после проведения итоговых исследований; подготовка промежуточных (предварительных) и окончательных оперативных выводов по результатам геофизических исследований.

Сводная интерпретация производится при расчете или пересчете запасов нефтегазового месторождения или отдельного месторождения. Содержит количественное определение параметров коллектора (эффективной толщины, коэффициентов пористости проницаемости, нефтегазоносности, насыщенности добычи, положения межжидкостных контактов) и площади их расширения, что очень необходимо для проектирования, разработки или любого другого детального изучения месторождений. Обобщенная интерпретация выполнена с использованием индивидуального петрофизического обеспечения для данного поля [5].

5.2.2.1 Литологическое расчленение

Метод ПС позволяет выделить в песчано-глинистом разрезе две группы пород. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом в милливольтгах, которые приходится на отрезок двух сантиметров. Знаки $< - >$ и $< + >$ обычно расположены так, что отклонение кривой влево означает уменьшение потенциала, вправо - его увеличение. В качестве условной нулевой линии для отсчета 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 КС позволяет провести выделение плотных и проницаемых пластов, тем самым уточняет литологию песчано-глинистого разреза. Наиболее низкие сопротивления порядка первых ом-метров соответствуют водонасыщенным песчаникам, а при насыщении песчаных пластов нефтью или газом, их сопротивление возрастает. Плотные породы отмечаются высокими значениями сопротивления до сотен ом-метров.

Метод ИК отражает электропроводность пород, в связи с этим кривая ИК наиболее дифференцирована против пласта высокой электропроводности и сглажена против пород с

низкой электропроводности. Индукционные зонды средних размеров (0,75-1 м) имеют радиус исследования, почти в четыре раза превышающий радиус обычных зондов метода КС, что, безусловно, позволяет более точно, а главное, правильно определять истинное электрическое сопротивление горных пород, как правило, в диапазоне до 50 Омм.

5.2.2.2 Границы пластов

В методе ПС границы мощных пластов определяют по точкам кривой, находящихся на середине аномалии ПС. С уменьшением мощности пласта, его границы смещаются к максимуму кривой.

В методе КС на кривых, полученных последовательным градиент-зондом, границы пласта определяются:

- пласт высокого удельного сопротивления: кривая асимметрична относительно середины пласта, кровля – минимум ρ_k , подошва – максимум ρ_k ;
- пласт низкого удельного сопротивления: кривая асимметрична относительно середины пласта, кровля - максимум ρ_k , подошва - минимум ρ_k .

В ИК-методе кривые против слоев ограниченной емкости симметричны относительно середины пласта. Если $h < 4$ м, то границы пласта определяются в середине аномалии, где его ширина соответствует емкости пласта. Если $h > 4$ м, то ширина аномалии дает фиктивную мощность, которая меньше истинной мощности.

5.2.2.3 Вопросы количественной интерпретации геофизических исследований

При выборе коллекторов, помимо качественных характеристик, необходимо использовать количественные критерии, основанные на характерных признаках исследуемого разреза, прежде всего к ним относятся параметры, отражающие степень заглинизованности пород, такие как "Сгл" и "ΔJгк". Рекомендованы граничные значения параметров радиоактивных методов: нейтронного метода по тепловым нейтронам (ННК-Т) - $И_{ннкт}=5,5у.е.$ и гамма метода (ГК) - $\Delta J_{гк} = 0,35$ для пачки пластов ЮС, и $\Delta J_{гк} = 0,47$ для пачки пластов АС. При этом показания методов ГК и ННК-Т обязаны оставаться стандартизированы согласно опорным пластам и также приведены к указанию пласта безграничной мощности. Величина «ΔJгк» считается пограничным значением, которая разделяет глинистые пласты от флюидонасыщенных коллекторов, а размер $И_{ннкт}=5,5у.е.$ изолирует коллекторы от плотных пород. Если $\Delta J_{гк} > 0,35; 0,4$ и $И_{ннкт} > 5,5у.е.$

Границы пластов отбиваются с точностью до 0,2 м.

Минимально выделяемая эффективная мощность составляет до 0,4 м.

Заранее неколлекторы, продемонстрированные в обстоятельствах месторождения карбонатизированными породами, характеризуются коэффициентами пористости 0,06-0,08. Такие интервалы исключаются из рассмотрения с учетом свойств ГИС. Для оценки пластовых качеств (пористости, проницаемости и газонасыщенности) продуктивных прослоек мартовской залежи используется УЭС нефтегазонасного пласта как параметр, наиболее тесно связанный с пластовыми свойствами, а также наиболее достоверно и точно определяемый из других параметров геофизики.

Определяя «Кп», «Кпр», «Кнг» используются петрофизические неложные связи: $K_p = f(\alpha_{пс}, \alpha_{гк},)$, $K_{пр} = (K_p)$, $R_p = f(K_p)$ и $R_p = f(K_v)$.

Более популярным методом установления пористости по данным ГИС в Западной Сибири считается метод ПС горных пород

$$K_p = 12,7 \times \alpha_{пс} + 16,1$$

$$\text{где } \alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{оп}}{\Delta U_{п}}$$

$\Delta U_{оп}$ - разность потенциалов против опорного пласта;

$\Delta U_{п}$ - разность потенциалов против исследуемого пласта.

Устанавливать пористость коллектора согласно статистической взаимосвязи $K_p = f(\alpha_{пс})$ бессмысленно из-за очень малой тесноты взаимосвязи между собой. Обычно, пористость выходит в заниженных значениях, средняя квадратическое упущение составляет 2,27%.

Часто коллекторские свойства некоторых флюидонасыщенных пород зачастую практически невозможно определить по относительному параметру $\alpha_{пс}$ из-за слабой дифференциации кривой метода ПС. Это считается причиной и основанием для агрегирования относительных параметров $\alpha_{пс}$, $\alpha_{гк}$, где выделение некоторых коллекторов и приводит к необходимости использования других петрофизических соотношений при установлении расчетных параметров через двойную разность параметров ГК:

$$K_p = f(\Delta J_{гк}).$$

Метод определения пористости на основе данных геофизических исследований гамма-каротажа используется для другого определения пористости флюидонасыщенных коллекторов по параметру двойной разности " $\Delta J_{гк}$ ", в котором используется следующее уравнение регрессии:

$$K_p = 28,4 - 13,5 \times \Delta J_{гк}$$

Параметр двойной разности должен быть рассчитан по следующей формуле:

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{min}}{J_{max} - J_{min}},$$

где « $J_{ГК}$ » - показания метода ГК в коллекторе;

« J_{min} » - показания метода ГК в пласте чистого песчаника;

« J_{max} » - показания метода ГК для пластов с неразмытыми чистыми глинами.

Сопоставление итогов определения пористости согласно этому уравнению, но а также результатам лабораторных исследований выявило на низкую сходимость этих показателей.

Петрофизическая характеристическая зависимость широко используется для определения коэффициента проницаемости $K_{пр}$ коллекторов $K_{пр} = f(K_{п})$ следующим уравнением:

$$K_{пр} = 0.0004 \times e^{0.5039 \times K_{п}},$$

где $K_{пр}$ представлено в мД, $K_{п}$ – в условных долях единиц. Уравнение может быть справедливо для флюидонасыщенных коллекторов с любым характером насыщения (водо-, нефте-, газонасыщение).

Коэффициенты нефтегазонасыщения в пластах-коллекторах определяются по стандартным методикам и по УЭС, где используют следующую петрофизическую связь: $R_{п} = f(K_{п})$ и $R_{п} = f(K_{в})$.

Соппротивление нефтегазонасыщенного пласта $r_{нг}$ может быть представлено результатами интерпретации метода ВИКИЗ.

Вычислить $r_{вп}$ можно при условии, если будет известен параметр пористости « $R_{п}$ » и будет известно сопротивление $r_{в}$ для пластовых вод, которые насыщают пласт.

Поэтому, по логике вещей, тем ниже значение $K_{нг}$, если учесть, что резервуар способен выделять жидкость. Так, например, из глинистых песчаников можно будет получать нефть уже при $K_{нг} \geq 30$. Это легко объясняется тем, что с увеличением содержания глины и глинистого материала содержание связанной воды будет увеличиваться, в то время как подвижность нефти будет практически не зависеть от содержания глины.

Далее, по известному значению « $K_{п}$ » следует определять следующий параметр - параметр пористости « $R_{п}$ » (рис. 19).

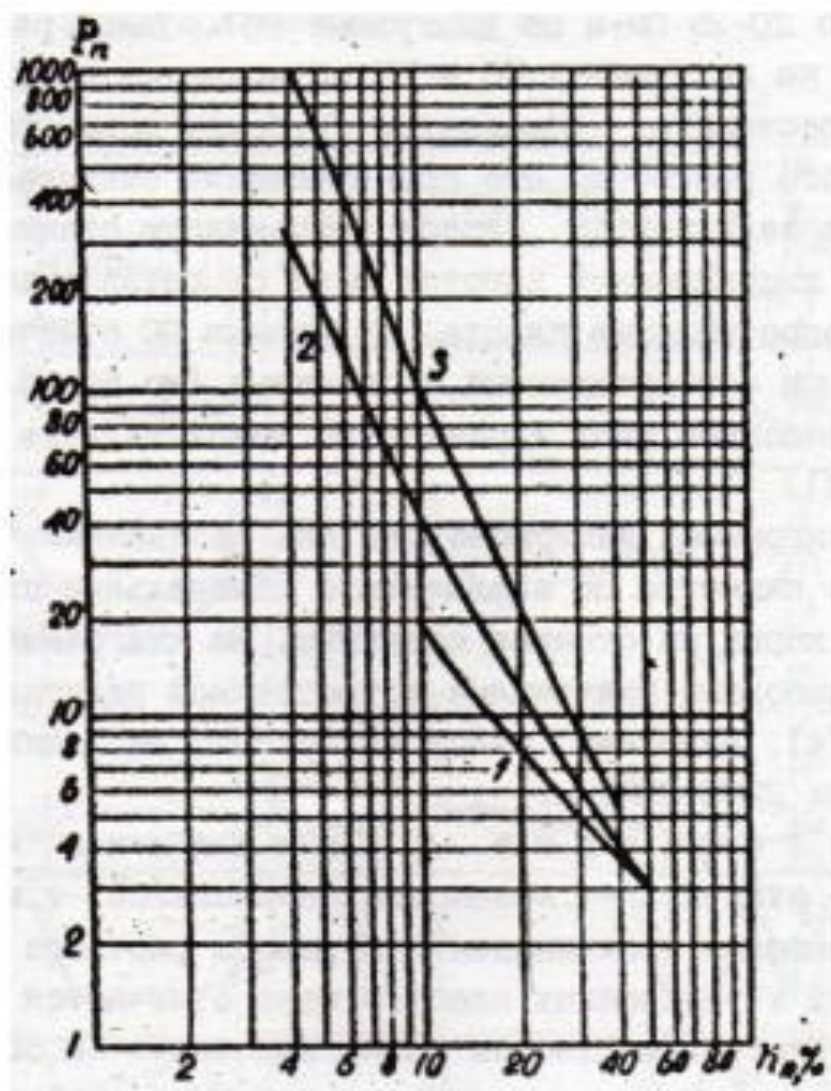


Рисунок 19 – Зависимость параметра пористости от коэффициента пористости [40]:
 1 - рыхлые пески, 2 - слабосцементированные песчаники, 3 - среднесцементированные песчаники

Далее нужно определить удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта по формуле:

$$\rho_{вп} = P_n \cdot \rho_{в},$$

где: « P_n » – параметр пористости;

« $\rho_{в}$ » – удельное электрическое сопротивление воды.

При известном значении удельного электрического сопротивления водонасыщенного пласта следует определить другой параметр – параметр, который отвечает за насыщение R_H по следующей формуле:

$$R_H = \rho_{нп} / \rho_{вп},$$

где «рнп» – удельное электрическое сопротивление неподвергнутой проникновением внутрь фильтра промывочной жидкости части пласта;

«рвп» – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта.

С помощью графика зависимости $Q = f(K_v)$ (рис. 20) далее определяются коэффициенты водо-, а также нефтенасыщения, которые связаны между собой следующим уравнением:

$$K_{нг} = 1 - K_v$$

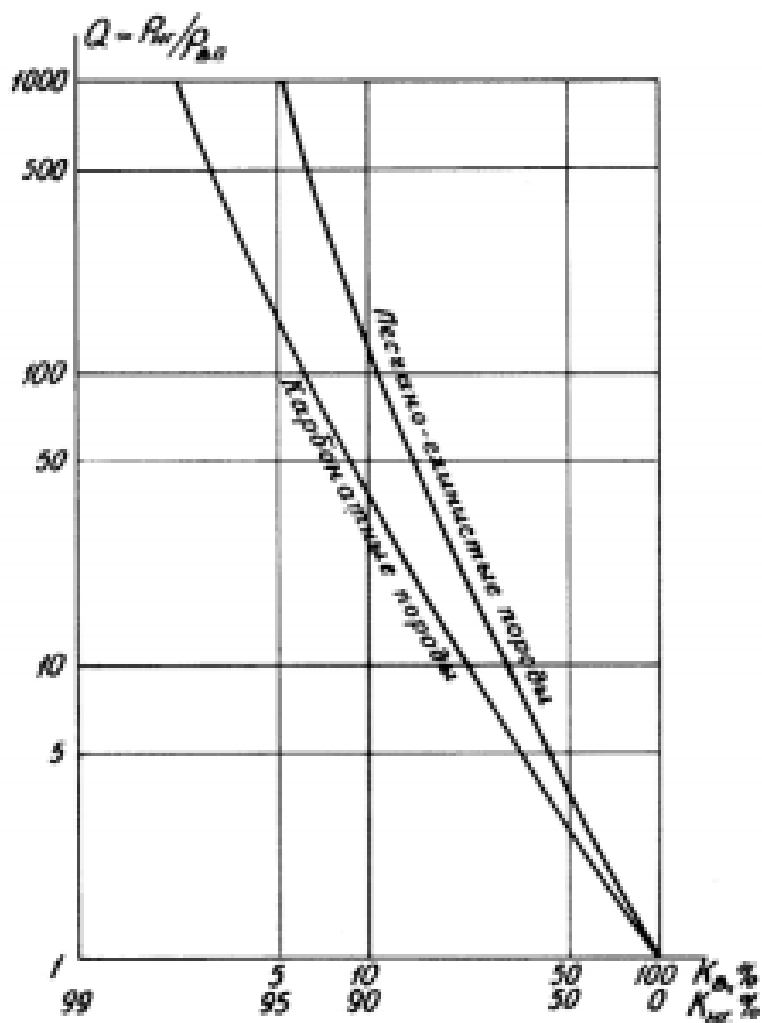


Рисунок 20 – Зависимость коэффициента увеличения сопротивления коллекторов Q от их нефтегазоносности [40]

Глинистость коллекторов определяет зависимость $\Delta J_{\gamma} = f(C_{гл})$.

Установлено, в пределах коллекторов, т.е. в пределах минимальной и максимальной глинистости, ГК и ПС ограничиваются значениями: $1,0 \geq \alpha_{ПС} \geq 0,25$; $0,53 \geq J_{гк} \geq 0$; где $J_{гк}$ – разностный параметр.

Формула для расчета двойного разностного параметра приводилась выше.

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

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Смуркин Александр Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	12.05.03 «Технология геологической разведки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами по городу Сургуту. Оклады в соответствии с окладами сотрудников ПАО «Сургутнефтегаз».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- районный коэффициент- 1,7; - накладные расходы – 5%; - норма амортизации 19,8%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Определение эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. *Бюджет ИП*
2. *Карта сегментирования рынка*
3. *Оценка конкурентоспособности ИР*
4. *Матрица SWOT*

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Смуркин Александр Алексеевич		

7 ФИНАСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Главной задачей раздела является составление сметы для расчета стоимости комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для новой поисково-разведочной скважины на Восточно-Юганском месторождении.

Комплекс ГИС формируется в связи с поставленной задачей и производится непосредственно геофизической партией – основной производственной единицей, которая выполняет исследования в скважине. После завершения работ на скважине, полученный материал передают в контрольно-интерпретационную партию для анализа, интерпретации и составления отчёта в дело скважины.

Забой проектной скважины будет составлять 3100 м, а мощность исследуемого интервала составит 200 м, кровля которого будет на глубине 2900 м.

Основные задачи, которые стоят перед данным комплексом ГИС:

- литологическое расчленение разреза по скважине;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств.

Проектируемые работы геофизической партией будут проводиться организацией ПАО «Сургутнефтегаз» трестом «Сургутнефтегеофизика», так как предприятие располагает возможностями для осуществления вахтовых перевозок персонала и необходимым оборудованием для работы.

В качестве нормативного документа будет использоваться справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-89) [12].

Таблица 11 – Комплекс ГИС

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м		Объём, м
			Кровля	Подшва	
1	Стандартный каротаж	1:500	2900	3100	200
2	Индукционный каротаж	1:200	2900	3100	200
3	Микрокаротажное зондирование	1:200	2900	3100	200
4	Радиоактивный каротаж	1:500	2900	3100	200
5	Акустический каротаж	1:200	2900	3100	200

6	Гамма-гамма-плотностной каротаж	1:200	2900	3100	200
7	Боковой каротаж	1:200	2900	3100	200
8	Микробоковой каротаж	1:200	2900	3100	200
9	Кавернометрия	1:500	2900	3100	200
10	Резистивиметрия	1:500	2900	3100	200
11	Микрокавернометрия	1:50	2900	3100	200
12	Боковое каротажное зондирование	1:200	2900	3100	200
13	ВИКИЗ	1:200	2900	3100	200

7.2 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Одна партия может выполнять геофизические исследования и делать запись каротажных диаграмм за раз только на одной скважине.

При расчёте также воспользовались ПОСН 81-2-89, чтобы уточнить производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ. Нормативная продолжительность проведения геологоразведочных работ складывается из количества видов каротажа, расстояния до месторождения, технического дежурства, объёма записи и объёма спускоподъёмных операций (СПО) приборов.

Таблица 12 – Расчёт затрат времени

№	Вид работ	Объём на запись, м	Норма времени на запись по ПОСН 81-2-89	Объём на СПО, м	Норма времени на СПО по ПОСН 81-2-89	Ед. изм.	Итого времени на объём, мин
1	Стандартный каротаж	200	3	2900	2,36	мин/100 м	74,44
2	Индукционный каротаж	200	4,1	2900	2,36	мин/100 м	76,64
3	Микрокаротажное зондирование	200	8,1	2900	2,36	мин/100 м	84,64
4	Радиоактивный каротаж	200	18	2900	2,36	мин/100 м	104,44
5	Акустический каротаж	200	10,8	2900	2,36	мин/100 м	90,04
6	Гамма-гамма-плотностной каротаж	200	50	2900	2,36	мин/100 м	168,44
7	Боковой каротаж	200	3,3	2900	2,36	мин/100 м	75,04
8	Микробоковой каротаж	200	8,1	2900	2,36	мин/100 м	84,64
9	Кавернометрия	200	3,7	2900	2,36	мин/100 м	75,84
10	Резистивиметрия	200	3	2900	2,36	мин/100 м	74,44
11	Микрокавернометрия	200	7,5	2900	2,36	мин/100 м	83,44
12	Боковое каротажное зондирование	200	3	2900	2,36	мин/100 м	74,44
13	ВИКИЗ	200	10	2900	2,36	мин/100 м	88,44
14	Проезд, км	150	1,9			чел-час/км	285
15	Тех.дежурство	18	60			чел-час/парт-ч	1080
Всего:							2519,92

Проезд из Сургутского управления геофизических работ (СУГР) треста «Сургутнефтегеофизика» до исследуемой скважины на Восточно-Юганском месторождении рассчитан с учётом дороги в обе стороны. По расчетам из нормативных документов все работы на скважине необходимо провести не менее чем за 2519,92 минут. Необходимо учесть, что рабочий день составляет всего 8 часов, то на проведение работ на скважине потребуется 5,25 дня.

7.3 Расчёт сметной стоимости работ

Для спускоподъёмных операций скважинных приборов будет использоваться каротажный подъёмник ПКС-3,5М на базе Урал-4320. Лебедка подъёмника рассчитана на 5000 м трёхжильного бронированного геофизического кабеля. Для записи каротажных диаграмм и обработки материалов (увязки) будет использоваться мобильная и простая в обращении станция КЕДР-02. Запись будет производиться на жесткий диск.

Расчет цены спецоборудования, материалов и топлива на проезд до места исследования и обратно представлено в таблицах 13 – 16.

Таблица 13 – Результаты расчёта стоимости спецоборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Количество	Стоимость, руб.
1	Каротажный подъёмник	шт.	1	1500000
2	Эк-1	шт.	1	350000
3	МК-М	шт.	1	470000
4	ВИКИЗ	шт.	1	680000
5	СГП-2	шт.	1	560000
6	СПАК-6	шт.	1	600000
7	СРК-01	шт.	1	720000
8	К1А-723-М	шт.	1	450000
9	Ноутбук	шт.	1	35000
10	Ксерокс	шт.	1	40000
11	Сканер	шт.	1	6000
12	Спутниковый телефон	шт.	1	10000
13	Каротажная станция Кедр-02	шт.	1	1800000
Итого				5736000

Таблица 14 – Расчет стоимости расходуемых материалов

№	Наименование	Ед.изм.	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб
1	Диаграммная бумага	Рулон	1	300	300
2	Картридж	шт	2	2800	5600
3	Заправка картриджа	шт	2	1600	3200
4	Канцелярия	шт	20	50	1000
Всего					10100

Таблица 15 – Расчет стоимости топлива

Наименование	Расход, л/100 км	Расстояние, км	Количество топлива, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Проезд	40	150	60	40	2400

Таблица 16 – Расчет расходов на оплату труда

№	Должность	Числ-ть по штату, ед	Средняя з/п одного чел. Дня	Фонд з/п в день	Количество дней проведения работ	Сев. коэф.	Рай. коэф.	Фонд з/п на весь объём работ
1	Нач. партии	1	2500	2500	5	1,5	1,7	31875
2	Геофизик	1	3000	3000	5	1,5	1,7	38250
3	Каротажник	1	2000	2000	5	1,5	1,7	25500
4	Машинист	2	2100	4200	5	1,5	1,7	53550
Итого								149175

Страховые взносы составляют 30% от фонда оплаты труда и регламентируются главой 34 налогового кодекса РФ. Средства на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве исчисляются из фонда оплаты труда и основываются на федеральном законе № 125.

Таблица 17 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

№	Должность	Фонд з/п, руб	Страховые взносы, %	Сумма, руб
1	Нач. партии	31875	30	9562,5
2	Геофизик	38250	30	11475
3	Каротажник	25500	30	7650
4	Машинист	53550	30	16065
5	От несчастных случаев и проф. заболеваний	Сумма 149175	0,2	298,35
Всего				45050,85

Расчет амортизационных отчислений на специальную аппаратуру производится с учетом норм амортизации (СН ЧАСТЬ 5 Геофизические исследования в скважинах) (табл. 18).

Таблица 18 – Расчет амортизационных отчислений

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Ст-ть, руб	Норма амортиз. в год, % по СНН ч. 5	Сумма амор. за 1 день, руб	Сумма аморт. за период работ (5,25 дня), руб
1	Каротажный подъёмник	шт.	1	15000000	20	8219,18	43150,68
2	Эк-1	шт.	1	350000	20	191,78	1006,85
3	МК-М	шт.	1	470000	20	257,53	1352,05
4	ВИКИЗ	шт.	1	680000	20	372,60	1956,16
5	СПП-2	шт.	1	560000	28,6	438,79	2303,67
6	СПАК-6	шт.	1	600000	28,6	470,14	2468,22
7	СРК-01	шт.	1	720000	28,6	564,16	2961,86
8	К1А-723-М	шт.	1	450000	28,6	352,60	1851,16
9	Ноутбук	шт.	1	35000	11	10,55	55,38
10	Ксерокс	шт.	1	40000	11	12,05	63,29
11	Сканер	шт.	1	6000	11	1,81	9,49
12	Спутниковый телефон	шт.	1	10000	11	3,01	15,82
13	Каротажная станция Кедр-02	шт.	1	1800000	20	986,30	5178,08
Итого							62372,73

Таблица 19 – Расчёт накладных расходов

№	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объём затрат, руб.	Процент накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
1	Спецоборудование	5736000	5	286800
2	Материалы	10100	5	505
3	Оплата труда	149175	5	7458,75
4	Начисления на оплату труда	45050,85	5	2252,54
5	Амортизация основных средств	62372,73	5	3118,63
Итого				300134,92

На основании всех приведенных расчетов затрат, определяем общую сумму затрат на проведение ГИС (табл. 20).

Таблица 20 – Общие затраты на проведение ГИС

Наименование затрат	Общая сумма затрат, руб.
Спецоборудование	5736000
Материалы	10100
Оплаты труда	149175
Начисление на оплату труда	45050,85
Амортизация основных средств	62372,73
Накладные расходы	300134,92
Итого основных расходов	6302833,5

При использовании каротажной станции, а именно при доставке необходимых материалов и приборов, а также доставки рабочего персонала до места исследования, затраты на топливо составят 2400 руб/день.

Общая сумма расходов при исследовании проектной скважины комплексом ГИС составит 6302833,5 руб. Также стоит учитывать затраты на топливо в день.

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

7.4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей следует учитывать их размер и возможность возместить убытки, так как крупные компании часто используют новейшие технологии и могут поддаться риску. Разумно выбрать два наиболее значимых критерия для выбора компании: учитывать ее размер и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Сегментирование – это разделение на сегменты тех или иных покупателей на группы, где для каждой группы может быть востребован один и более товаров. Для их сегментации можно применять разделение по географическим, демографическим, поведенческим признакам.

Однако для анализа потребителей также важно рассматривать не только сегментирование, но и целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет продаваться будущая предложенная разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Что касается данного проекта, то далеко не все компании могут позволить себе его реализовать, а только компании, связанные с нефтяной промышленностью. Здесь же вытекает географический критерий, так как не каждый регион и не всякая страна имеют возможность проводить данные исследования.

При рассмотрении данного проекта можно предположить, что им заинтересуется компания ПАО «Сургутнефтегаз», которая имеет для этого все ресурсы и может провести необходимые исследования на территории исследуемого месторождения, даже если проект окажется не выгодным в итоге (рис. 23). Также не стоит забывать, что географически она расположена выгодно по сравнению с остальными крупными компаниями в регионе.

		Нефтедобывающие предприятия
Размер компании	Крупные	Сургутнефтегаз
	Средние	Юганскнефтегаз
	Мелкие	НижневартовскАСУнефть

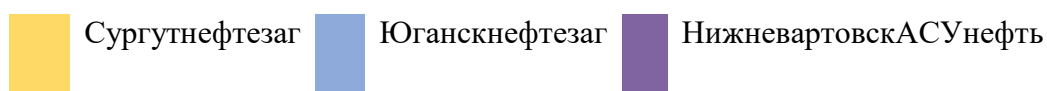


Рисунок 23 – Карта сегментирования рынка услуг

7.4.2 Анализ конкурентных технических решений

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

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

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

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Модернизированность геофизических приборов	0,2	5	5	4	1	1	0,8
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	2	3	0,75	0,3	0,45
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,18	5	4	3	1,0	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность исследования	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
3. Финансирование проекта	0,05	2	4	3	0,1	0,2	0,15
4. Наличие сертификации разработки	0,02	5	4	5	0,1	0,08	0,1
Итого	1	42	36	33	4,95	3,23	3,75

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 конкурентоспособность моего проекта:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,2 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,1 \times 5 + 0,1 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,18 \times 5 + 0,05 \times 5 + 0,05 \times 5 + 0,02 \times 5 = 4,95$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,95, в то время как двух других аналогов 3,23 и 3,75 соответственно. Результаты показывают, что разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

7.4.3 SWOT-анализ

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

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.

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

Затем, в рамках третьего этапа, должна быть составлена итоговая матрица (табл. 22) SWOT-анализа.

Таблица 22 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Устойчивое финансовое состояние. С2. Прибыльность. С3. Квалифицированные сотрудники.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования. Сл2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимых для построения установки. Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инфраструктуры ПАО «Сургутнефтегаз». В2. Появление дополнительного спроса на разработку. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Простота разработки при особо сложных ситуациях залегания полезного ископаемого может вызвать спрос, что может увеличить количество спонсоров. Далее, при подобной разработке, может уменьшить конкурентоспособность других компаний.</p>	<p>Помощь в поддержание и финансировании проекта могут захотеть оказать различные инфраструктуры.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция технологий производства. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Охват с помощью новейших технологий может повысить спрос и конкуренцию разработок подобных месторождений.</p>	<p>Длительный срок поставок материала и оборудования для проведения исследований может привести к отсутствию спроса на услуги.</p>

7.4.4 Риски проекта

Рискованность проекта заключается в том, что нефтегазовые компании могут отказаться от разработки подобных месторождений с подобными сложными структурами, так как подобные месторождения входят в категорию как «сложные».

Есть риск, что подобная эксплуатация мест залегания полезного ископаемого не будет окупаться и затраты будут превышать прибыльность проекта, не говоря уже о сложности доставки материалов и оборудования не только для геофизических исследований скважины, но и для добычи.

7.4.5 Эффективность проекта

При удачной реализации данного проекта и его рентабельности, будут получены все необходимые данные для дальнейшей разработки месторождения.

Применяемые новейшие технологии помогут нефтегазодобывающим компаниям проводить сложные исследования и операции по добыче полезного ископаемого в сложных структурах под землей, как в случае Восточно-Юганского месторождения – на склоне в Фаинской котловине.

Если исследования, проводимые в проектной скважине, окажутся достаточно обоснованными для дальнейшей разработки месторождения, то здесь уже будут привлекаться необходимые технологические изыскания по добыче углеводородов с привлечением отечественных и зарубежных компаний для обмена опытом.

В ходе выполнения данного проекта по добычи сложно залегающих углеводородов были рассчитаны все необходимые затраты и проведен анализ конкурентоспособности.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Смуркин Александр Алексеевич

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

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения коллекторских свойств верхнеюрского горизонта на Восточно-Юганском месторождении (ХМАО-Югра)

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 скважина №6, которая заложена в Юганской мегавпадине Фаинской котловины. На стадии поиска месторождения углеводородов, поставлены задачи по определению продуктивности верхнеюрского горизонта. Выбор комплекса ГИС основывается исходя из поставленных задач.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов - неудовлетворительный микроклимат; - повышенный уровень шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - электроопасность; - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, бытовой мусор, химреагенты); - решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	- 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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Смуркин Александр Алексеевич		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Трест «Сургутнефтегеофизика» является структурным подразделением ПАО «Сургутнефтегаз». ПАО «Сургутнефтегаз» является недропользователем и осуществляет свою производственную деятельность по добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья более чем на 60 месторождениях Российской Федерации. Основной производственной задачей треста «Сургутнефтегеофизика» является выполнение геофизических исследований и работа в нефтяных и газовых скважинах с целью определения свойств геологических объектов и технических характеристик скважин.

Каждое отдельное геофизическое исследование или работа в скважине решает конкретную производственную задачу, поставленную заказчиком на определенном этапе жизни скважины. Работы в тресте выполняются специализированными геофизическими партиями, которых насчитывается более 250.

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для изучения средне- и нижнеюрских отложений и определения их продуктивности будут проводиться на Восточно-Юганском месторождении, расположенном в Вартовском нефтегазоносном районе ХМАО.

Климат приравнен к условия крайнего севера, поэтому жители имеют северные коэффициенты и надбавки к заработной плате. Лето составляет продолжительность около 50-60 дней в году.

Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [13]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [14]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [15]. Для сотрудников, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Имея полис ДМС на

определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам,

работающим на объектах компании в местностях, приравненных к условиям Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней [13].

8.1 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 22.

Таблица 22 – опасные и вредные факторы при оценке технического и гидродинамического состояния эксплуатационной скважины

Этапы работ	Наименование работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-15)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Геофизические исследования в необсаженной скважине: стандартный комплекс методов каротажа	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, в том числе грузоподъемные. 2. Электрический ток	1. Превышение уровней шума. 2. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе.	1. ГОСТ 12.1.003–2014 [17] 2. ГОСТ 12.1.005–88. [18] 3. ГОСТ 12.1.029-80 [19] 4. ГОСТ 12.1.030–81 [20] 5. ГОСТ 12.1.038–82 [21] 6. ГОСТ 12.3.009–76 [24] 7. ГОСТ Р 12.1.019–2009 [25]
Камеральный	Обработка геофизических данных на компьютере: - построение литолого-стратиграфических разрезов; - построение структурных карт; - корреляция данных ГИС.	1. Электрический ток.	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 2. Отклонение показателей микроклимата в помещении.	1. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [22] 2. СП 60.13330.2012 [26] 3. СанПиН 2.2.4.548–96. [23] 4. СП 52.13330.2016 [27] 5. ГОСТ 12.1.005–88 [18] 6. ГОСТ 12.1.038– 82 [21]

8.1.1 Анализ 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.

Полевые работы

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

При работе с подъемно-крановой станцией, автокраном, передвижной парообразующей установкой (ППУ) происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами (в случае аварии), стихийного бедствия, климатических факторов.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям. Если работа производится в темное время суток, то необходимо добавить дополнительные источники освещения [28].

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

2. Электрический ток.

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной 84 электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ Р 12.1.019-2009) [25].

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

1. Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную); изоляцию рабочего места; малое напряжение; защитное отключение; предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

2. Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; систему защитных проводов; защитное отключение; изоляцию нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; контроль изоляции; компенсация токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

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.

Камеральные работы

1. Электрический ток.

Инженер-геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. Во время рабочего процесса существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [22]. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов напряжением до 1000 В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200 В.

Согласно ПУЭ [30] помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты: защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты); защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [20], ГОСТ 12.1.038- 82 [22]).

8.1.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

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

Полевой этап

1. Превышение уровня шума

При геофизических исследованиях в необсаженных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются буровая установка, удерживающая оборудование для подвода бронированного кабеля в скважину, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), 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 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных

случаев, но и заболеваний. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

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 звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

2. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

Так как месторождение Восточно-Юганское находится на территории в условиях крайнего севера, то стоит рассмотреть воздействие факторов микроклимата на человеческий организм в прохладное или холодное 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. Влияние климатических условий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах, а также в ночное время суток.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождение работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИПП, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

В технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах [26] сказано, что геофизические работы на открытом воздухе при температуре

минус 27-29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 30-35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 35-39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

Геофизические исследования скважин запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

Камеральные работы

1. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении (СП 52.13330.2016 [27]).

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

2. Отклонение показаний микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен один компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (табл. 23).

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Iб» категории работ.

Таблица 23 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

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. [30]

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходующийся на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

8.2 Экологическая безопасность

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.

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спускоподъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины, стекая по геофизическому кабелю, попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как буровое оборудование не обеспечивает полную очистку кабеля от скважинных жидкостей, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового очистного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими утечек бурового раствора по геофизическому кабелю.

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 во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO – угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата из исследуемой скважины, 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 [31] 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, снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами, которые очищают выхлопные газы от вредных примесей. Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог. Данная мера позволяет вполнину уменьшить вредное воздействие автомобильных выбросов на окружающую среду. Одно дерево за год поглощает объём выхлопных газов, выделяемый среднестатистической машиной за 25 000 км пробега. А также проверка и ремонт устьевого оборудования, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [32]).

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Каждый работник компании обязан знать свои действия и обязанности в случае возникновения ЧС. Поэтому в каждой рабочей партии при проектировании работ разрабатываются или обновляются планы действий при ЧС.

В районе работ могут возникнуть ЧС техногенного характера (транспортные аварии, пожары, взрывы зарядов, внезапное обрушение зданий и сооружений, аварии на электроэнергетических сетях), а также природного (сильный снегопад, мороз, бури, поздний ледостав, раннее вскрытие рек).

Действия при возникновении ЧС:

1. Не паниковать;
2. Остановить работы, повлекшие к возникновению ЧС;
3. Сообщить о происшествии диспетчеру или руководителю, а также остальным рабочим (местонахождение, тип происшедшего случая, имена пострадавших, тип травмы или повреждения и т.п.).

На данном участке, где предполагается провести геофизические работы может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

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

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

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка. Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) [33].

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [34]), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования: наличие инструкций о мерах пожарной безопасности; наличие схем эвакуации людей в случае пожара; средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий [35] на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 15/15, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [13]. Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д.

Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором [36]. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [15]. Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании в местностях, приравненных к условиям Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 40 дней [35].

8.4.2 Организационные мероприятия

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный

геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика» – начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтажа устьевого оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения 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 [4].

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от 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.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к

раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон [32].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломный проект выполнен на основании результатов изучения ранее геолого-геофизической характеристики исследуемого объекта, а также анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Фаинской котловине Юганской мегавпадины. На основании данного проведенного анализа построена физико-геологическая модель верхнеюрского пласта Ю₁¹ для проектируемой разведочной скважины и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрена обработка данных результатов ГИС.

Специальная часть посвящена исследованию эффективности различных регистрирующих систем геофизических исследований скважин.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 6302833,5 рублей. Определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

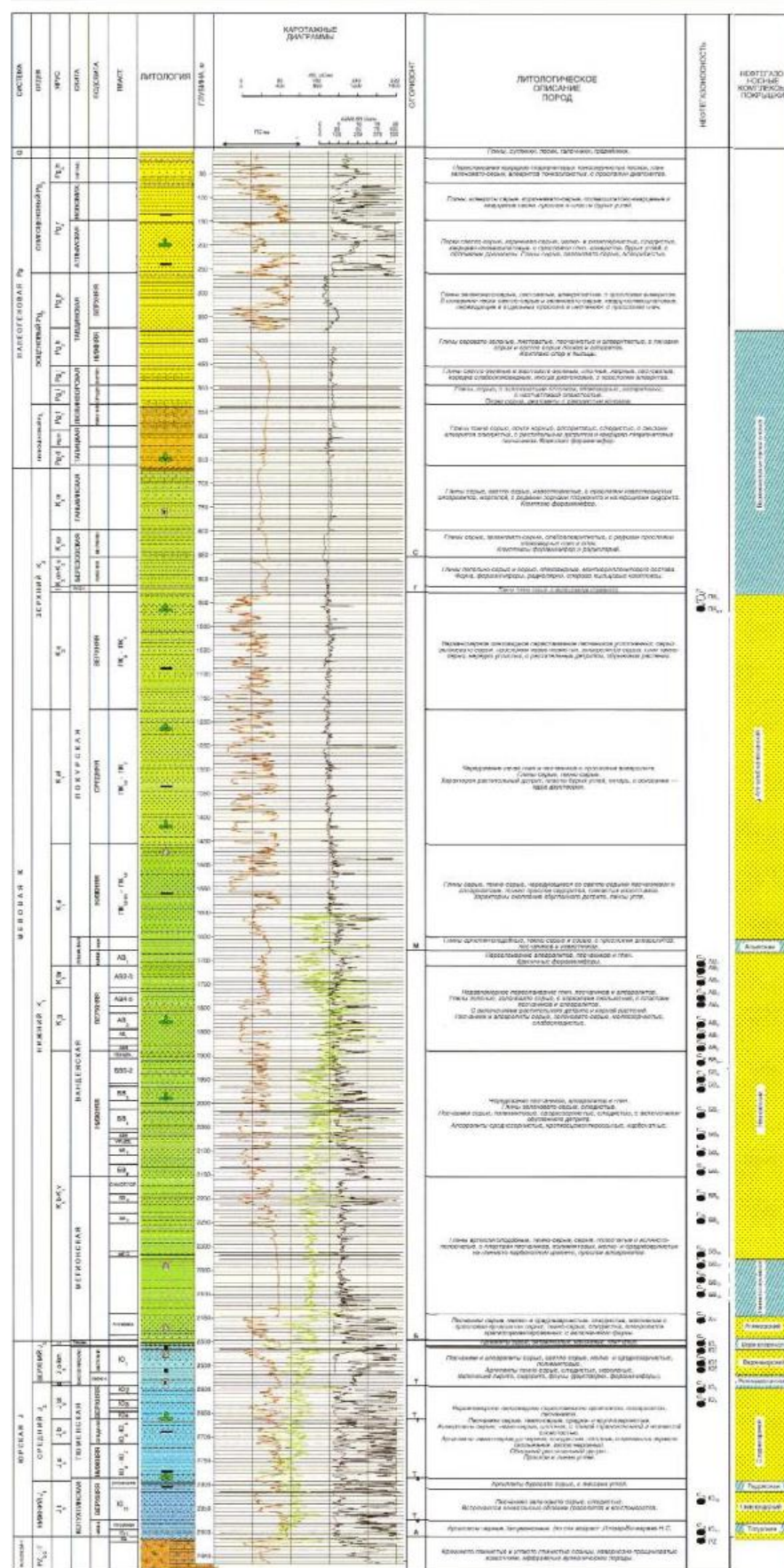
Опубликованная:

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Т.1, Ай-Пимское. - Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2013. - С. 241
2. Горбачева Г.И., Одношевная И.И., Южакова В.М. Сведения о геологогеофизической изученности территории ХМАО // Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа. - Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. - С. 9-13.
3. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин. Том 1. Ханты-Мансийский автономный округ. Под редакцией Гришкевича В.Ф., Теплякова Е.А. – Ханты-Мансийск, 2000. – 432 с.
4. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 2000. – 180 с.
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.- 135 С.
6. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149с.
7. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа-Югры составлен и подготовлен к изданию Автономным учреждением Ханты-Мансийского автономного округа-Югры «Научно аналитический центр рационального недропользования имени В.И. Шпильмана» / Ред: Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2013. – 248 с.
8. Мартынов В. Г. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В. Г. Мартынова, Н. Е. Лузуткиной, М. С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. - 960 с.
9. Латышов М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
10. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие / А.В. Ежова; Томский Политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.

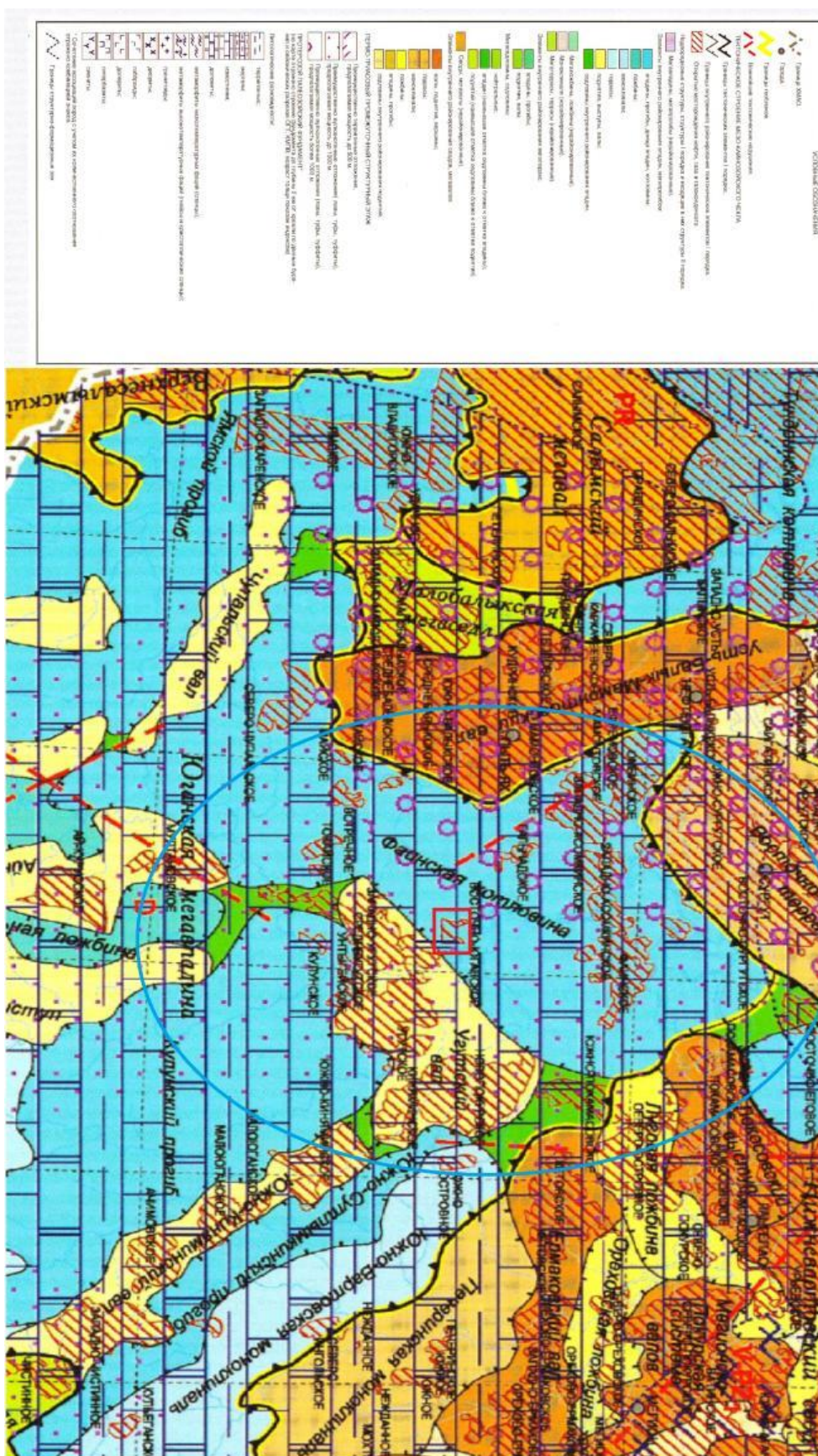
11. Справочник по промыслово-геофизическим исследованиям и работам в скважинах для специалистов ОАО «Сургутнефтегаз»: Справочное пособие. – Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2009. – 238 с., 147 илл.
12. ПОСН 81-2-89 Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.
13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147;
14. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1;
15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221;
16. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - М.: Недра, 2001.
17. ГОСТ 12.1.003-2004 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
18. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);
19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
20. ГОСТ 12.1.030–81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
21. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
22. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
23. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
24. ГОСТ 12.3.009–76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением № 1);
25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
26. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
27. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
28. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;

29. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;
30. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
31. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
32. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;
33. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
34. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
35. Перечень мероприятий по улучшению условий и охраны труда работников ПАО «Сургутнефтегаз».
36. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.
37. ПБ 08-37-93 Правила безопасности при геологоразведочных работах.
38. Временная классификация скважин, бурящихся при геолого-разведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (залежей). 2001. Приложение №3 к журналу "Минеральные ресурсы России", 2001 .
39. Берлянт А.М. Геоинформационное картографирование / А.М. Берлянт. – М.: Астрея, 1997. Геонформатика.
40. Дахнов В.Н. «Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород». М., Недра, 1975г
- Фондовая:*
41. Структурная карта по подошве баженовской свиты и её возрастных аналогов (отражающий горизонт Б). Масштаб 1:500 000. Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана.
- Электронный ресурс:*
42. Журнал «Вестник Недропользования». [Электронный ресурс] - <http://www.oilnews.ru/2-2/novye-mestorozhdeniya-rezultaty-ix-ocenki/>

ПРИЛОЖЕНИЕ А Сводный геологический разрез Вартовского НГР Среднеобской НГО [1]



ПРИЛОЖЕНИЕ Б Положение Восточно-Юганского месторождения на фрагменте тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [1]



ПРИЛОЖЕНИЕ В Фрагмент временного сейсмического разреза по региональному профилю 06 [1]

