

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки  
Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Геофизические исследования коллекторов в законсервированных скважинах с целью вовлечения их в процесс эксплуатации на Западно-Сургутском месторождении (ХМАО) УДК 550.83:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Шабалин Александр Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Юрий Викторович	д.г – м.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Соколов Степан Витальевич	к.г – м.н.		

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b><i>Универсальные компетенции</i></b>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<b><i>Профессиональные компетенции</i></b>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте.
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Соколов С. В.  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломный проект
------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Шабалин Александр Андреевич

Тема работы:

<b>Геофизические исследования коллекторов в законсервированных скважинах с целью вовлечения их в процесс эксплуатации на Западно-Сургутском месторождении (ХМАО)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 18-6/С 18.01.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2023
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе:</b>	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения об объекте исследования</li> <li>2. Геолого-географическая характеристика объекта исследования</li> <li>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований</li> <li>4. Основные вопросы проектирования</li> <li>5. Методические вопросы</li> </ol>

	6. Специальное исследование 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	1. Карта расположения района работ 2. Структурная карта по подошве баженовской свиты 3. Геологический разрез пласта БС10 Западно-Сургутского месторождения 4. Нейтронные свойства минералов, входящие в состав пород разреза 5. Нейтронные свойства некоторых минералов и флюидов 6. ФЕС для разностей Западно-Сургутского месторождения (пласты БС) 7. ФЕС для разностей Западно-Сургутского месторождения (пласты ЮС) 8. Геолого-технологическая модель резервуара пласта ЮС <sub>2</sub> Западно-Сургутского месторождения 9. Геолого-геофизических разрез скважины №2 в интервале пласта ЮС <sub>2</sub> Западно-Сургутского месторождения 10. Аппаратура АИМС-СТ 11. Аппаратура ПИНК-43 12. Каротажная диаграмма с рассчитанными параметрами ИННК 13. Диаграмма СО-каротажа с рассчитанными ранее коэффициентами пористости, начальны 1м и текущим коэффициентами нефтенасыщенности 14. Простейший прибор ЛМ 15. Определение положение неоднородностей в колонне и трубах НКТ 16. Диаграмма контроля перфорации 17. Скважинный прибор PLT-9

<b>Консультант по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Рыжакина Т.Г., доцент, к.э.н
<b>Социальная ответственность</b>	Авдеева И.И., старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b>	
<b>Срок сдачи студентов выполненной работы</b>	03.06.2023 г.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2023 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Учена степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	д.г.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Шабалин Александр Андреевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Шабалин Александр Андреевич

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»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Виды и стоимости ресурсов: Материально технические расходы составили 3302,31 руб. Расход на человеческие ресурсы составил: Общая сумма затрат на зарплату и отчисления с нее: 113466,04 руб Общий бюджет затрат на НИ – 230106,95 руб
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент – 1,3, накладные расходы – 16%, норма амортизации 20%.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ. Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. Лиц, земельный налог. Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 27,1%

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

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

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<i>1. Альтернативы проведения НИ</i>
<i>2. Оценка конкурентоспособности ИР</i>
<i>3. Матрица SWOT</i>
<i>4. Оценка перспективности нового продукта</i>
<i>5. График разработки и внедрения ИР</i>
<i>6. Основные показатели эффективности ИП</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Шабалин Александр Андреевич		03.02.2023

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>	
2281		Шабалин Александр Андреевич	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии (ОГ)</b>
<b>Уровень образования</b>	специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

<b>Геофизические исследования коллекторов в законсервированных скважинах с целью вовлечения их в процесс эксплуатации на Западно-Сургутском месторождении нефти (ХМАО)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> Западно-Сургутское месторождение</p> <p><i>Область применения:</i> геофизические исследования скважин</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> умеренная континентальная</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> геофизическая лаборатория, геофизические скважинные приборы, геофизическая станция, ноутбук.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> спуск скважинных приборов на кабеле в скважину, контроль скорости СПО, наблюдение за натяжением кабеля при СПО, запись кривых геофизических методов</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах;</p> <p>РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;</p> <p>ТК РФ Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;</p> <p>СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности;</p> <p>ППБО 85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности;</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;</p> <p>ФЗ от 28 декабря 2013 г. №426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»;</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>2. Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде;</li> <li>3. Производственные факторы, связанные со световой средой;</li> </ol>

	<p>4. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека;</p> <p>5. Укусы насекомых и животных</p> <p>6. Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твёрдых тел и их поверхностей;</p> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <p>2. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести;</p> <p>3. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги;</p> <p>4. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений;</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> специальная рабочая одежда, каска, защитные очки, беруши, обогреватели и охладители помещения (лаборатории), резиновые перчатки, резиновые ботинки.</p> <p><b>Расчёт:</b> расчёт устройства защитного заземления</p>
<p>5. <u>Экологическая безопасность при эксплуатации</u></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> не воздействует</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> облучение горных пород быстрыми нейтронами, загрязнение земель отходами производства и потребления, загрязнение твёрдыми бытовыми отходами, утилизация микросхем отработавшего оборудования и макулатуры;</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> облучение водоносных горизонтов быстрыми нейтронами, переток нефти, газа, бурового раствора в водоносные горизонты;</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> загрязнение при выходе из бурового раствора при подъёме оборудования низкой концентрацией лёгких углеводородов</p>
<p>4. <u>Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</u></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b>          Геологического характера (землетрясения, обвалы)          Метеорологического характера (молния, ураган)          Природного характера (пожары)          Техногенные аварии (газонефтеводопроявление при ГИС, прихват скважинного геофизического прибора с генератором нейтронов и обрыв кабеля)  <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику <b>01.03.2023</b></p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Шабалин Александр Андреевич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 с., 17 рис., 26 табл., 34 источника, 4 прил.

**Ключевые слова:** комплекс геофизических исследований, Западно-Сургутское месторождение, скважина, коэффициент нефтегазонасыщенности, коллектор, ВНК.

**Объект исследования:** пласт ЮС<sub>2</sub>, вскрытый скважинами Западно-Сургутского месторождения.

*Цель работы:* проектирование комплекса ГИС в закрытом стволе для уточнения уровня ВНК и определения коэффициента нефтенасыщенности

В ходе исследования проводился анализ результатов ранее проведённых геофизических исследований на Западно-Сургутском месторождении.

*Результаты исследования:* определён комплекс ГИС в обсаженных скважинах для указанных геологических задач; предложен вариант перевода скважины и комплекс ГИС для контроля интервала перфорации.

*Область применения:* для скважин Западно-Сургутского месторождения, вскрывших пласт ЮС<sub>2</sub>.

*Значимость работы:* результаты работы имеют практическое значение (основная часть диплома и специальная часть).

## ESSAY

Final qualifying work 112 pages, 17 figures, 26 tables, 34 sources, 4 appendices.

Key words: complex of geophysical surveys, Zapadno-Surgutskoye field, oil saturation factor, reservoir, oil water contact.

Target of the research: reservoir YUS2, entered by wells of the Zapadno-Surgutskoye field.

Work objective: designing of a well logging complex in a cased well to clarify the level of oil water contact and determine the oil saturation factor.

In the course of the study, an analysis was made of the results of previously conducted geophysical surveys at the Zapadno-Surgutskoye field.

Results of the study: the complex of well logging in cased wells for specified geological tasks was determined; well logging complex for defining the perforation interval is proposed.

Scope: for wells of the Zapadno-Surgutskoye field, which entered the YuS2 reservoir and other long-term developed fields.

The significance of the work: the results of the work are of practical importance (the main part of the diploma and a special part).

## Обозначения и сокращения

- АК – акустический каротаж;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВИКИЗ – высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования;
- ВЭМКЗ – высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование;
- ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной;
- ГЖК – газожидкостный контакт;
- ГИНР – гамма-излучение неупругого рассеяния;
- ГИРЗ – гамма-излучение радиационного захвата;
- ГИС – геофизическое исследование скважин;
- ГК – метод гамма каротажа;
- ИК – метод индукционного каротажа;
- ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
- ИНГК – импульсный нейтронный гамма-каротаж
- КС – каротаж сопротивления;
- ЛМ – локация муфт колонн;
- МОВ – метод отражённых волн;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ННК – Т – метод нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;
- ОГТ – общая глубинная точка;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

ПС – метод собственной поляризации;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж;

## Содержание

Введение.....	16
1. Общие сведения об объекте исследования.....	17
1.1 Географо-экономический очерк объекта исследования .....	17
1.2 Геолого – геофизическая изученность.....	19
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования .....	22
2.1 Литолого-стратиграфический разрез .....	22
2.2 Тектоника.....	27
2.3 Нефтегазоносность.....	29
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	32
3. Анализ основных результатов ранее проведённых геофизических исследований .....	38
4. Основные вопросы проектирования .....	41
4.1 Задачи геофизических исследований.....	41
4.2 Обоснование объекта исследования .....	41
4.3 Геолого-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса .....	41
5. Методические вопросы.....	48
5.1 Методика проектных геофизических работ .....	48
5.1 Аппаратура и условия записи .....	51
5.3 Метрологическое обеспечение работ.....	53
5.4 Геологическая интерпретация геофизических данных .....	55
6. Перевод скважины на нижележащий пласт и вторичное вскрытие пласта ....	62
6.1 Перевод скважины на нижележащий пласт .....	63

6.2	Задачи промыслово-геофизических исследований .....	64
6.3	Описание комплекса методов .....	64
6.4	Аппаратура и условия записи .....	69
7.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	72
7.1	Анализ конкурентных технических решений .....	72
7.2	SWOT - анализ.....	74
7.3	Определение возможных альтернатив поведения научных исследований .....	77
7.4	Планирование научно-исследовательских работ.....	79
7.5	Определение трудоёмкости выполнения работ .....	80
7.6	Разработка график проведения научного исследования.....	81
7.7	Бюджет научно-технического исследования .....	86
7.7.1	Расчёт материальных затрат НТИ .....	86
7.7.2	Расчёт затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ .....	87
7.7.3	Основная заработная плата исполнителей темы .....	88
7.7.4	Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	89
7.7.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	90
7.7.6	Накладные расходы.....	91
7.7.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	91
7.8	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	92
8.	Социальная ответственность .....	95
8.1	Введение.....	95
8.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	95

8.3 Производственная безопасность .....	96
8.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	97
8.5 Расчёт устройства защитного заземления .....	106
8.6 Экологическая безопасность.....	107
8.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	108
Заключение .....	112
Список используемой литературы .....	113
Приложение А .....	116
Приложение Б.....	117
Приложение В.....	118
Приложение Г .....	119

## Введение

Административно Западно-Сургутское месторождение находится на западе в нескольких километрах от близлежащего города Сургут. Район месторождения представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную местность, приуроченную к широтному течению р. Обь.

Территория месторождения почти полностью заполнена добывающими, поисково-разведочными и нагнетательными скважинами. В результате были вскрыты следующие пласты: АС<sub>9</sub>, БС<sub>1</sub>, БС<sub>2+3</sub>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>10+11</sub>, БС<sub>12</sub>, ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub>. Наиболее привлекательным для разработки оказался пласт БС<sub>10+11</sub>, имеющий хорошие фильтрационные и емкостные свойства по сравнению с другими пластами. На данный момент пласт БС<sub>10+11</sub>, а также другие пласты группы БС почти полностью обводнены. Наименее разрабатываемым оказался пласт ЮС<sub>2</sub> из-за своих низких фильтрационных свойств, однако емкостные свойства на том же уровне, что и у пластов группы БС, из-за чего в интервале данного пласта проводят ГРП.

В данной работе рассмотрен комплекс ГИС для исследования данного пласта в обсаженном стволе в законсервированных скважинах, готовящиеся к переводу на один из продуктивных пластов. Предложена геолого-технологическая модель залежи, определён комплекс ГИС для определения уровня ВНК и коэффициента нефтенасыщенности, предложена аппаратура, имеющаяся в распоряжении организации. В специальном исследовании предложен вариант перевода скважины на нижележащий пласт для уменьшения вероятности обводнения продукции из-за негерметичности изоляции предыдущего интервала перфорации, а также описан комплекс для контроля интервала перфорации.



## 1. Общие сведения об объекте исследования

### 1.1 Географо-экономический очерк объекта исследования

Район месторождения представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную, приуроченную к широтному течению р. Обь (рис. 1).

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 до +75 м.

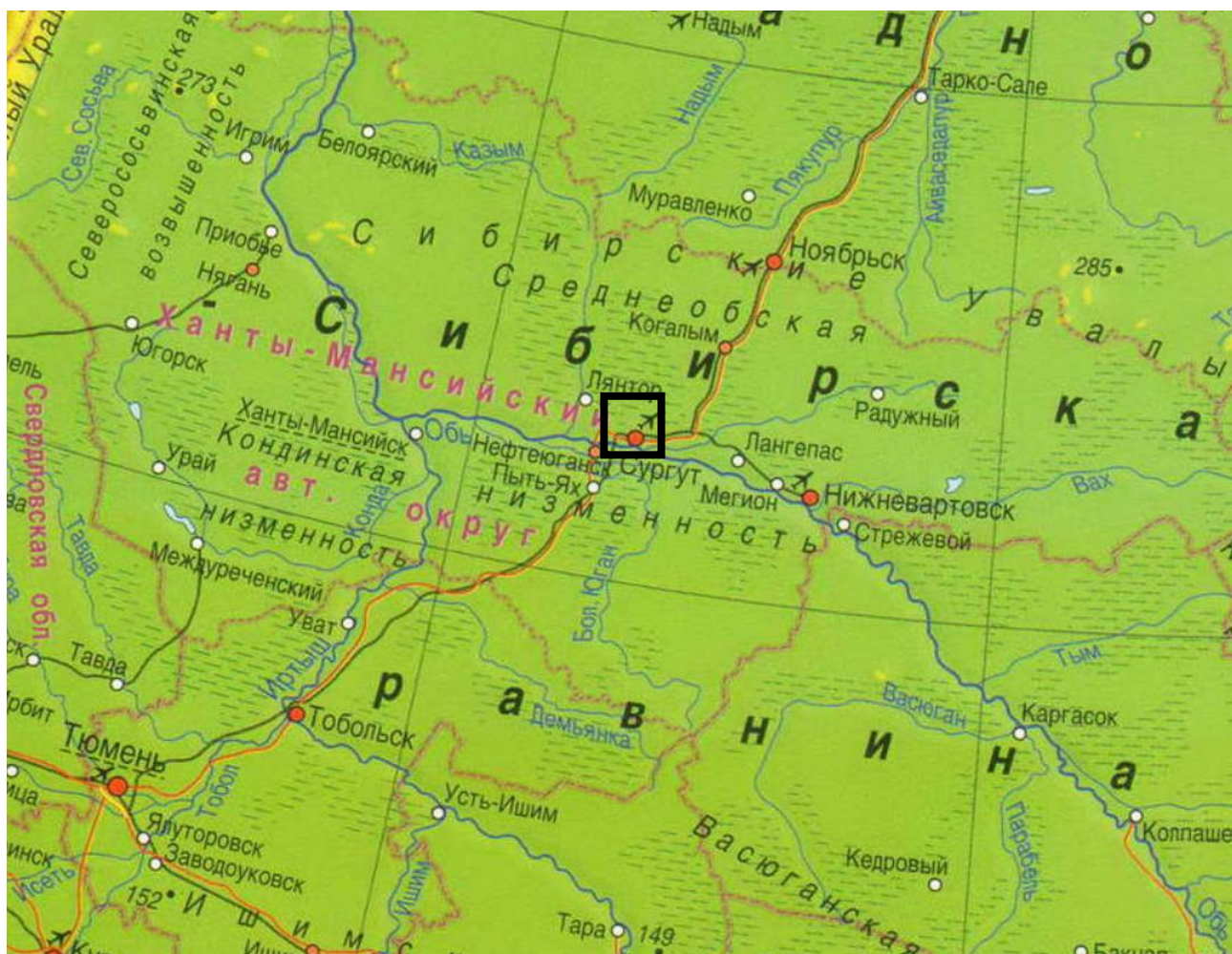


Рисунок 1 – Расположение района исследования (показано чёрным квадратом)

Основная водная артерия района – р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек). Ширина реки колеблется от 850 до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самые крупные из озер Коле-Урай-Лор, Кочны-Лор, Вач-Лор, Сурмятино. Глубина озер

редко превышает 2 м, многие заболочены. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткими весной и осенью.

По данным многолетних наблюдений среднегодовая температура низкая и колеблется от  $-3,2$  до  $-2,6^{\circ}\text{C}$ . Наиболее высокая температура летом достигает  $+30^{\circ}\text{C}$ . Зимой температура падает до  $-50^{\circ}\text{C}$ . Количество осадков выпадает около 400 мм в год. Максимальное количество осадков приходится на май-август.

Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Толщина льда на больших реках – до 40-80 см, на озерах – до 40 см.

Район относится к слабонаселенным. В г. Сургут проживает более 250 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2, нефтеперерабатывающие управления, объединение Сургутнефтегаз, нефтеразведочная экспедиция, крупный аэропорт, железнодорожный узел и речной порт.

В связи с развитием нефтедобывающей промышленности в районе население постоянно растет.

Коренное население (ханты, манси), в основном, занимается лесозаготовками, рыболовством, охотой, коренное русское население, – животноводством и земледелием.

Дорожная сеть в районе из-за сильной заболоченности развита слабо.

Построена бетонная дорога от г. Сургут до г. Нижневартовск, Когалым и Нефтеюганск. Железная дорога связывает г. Сургут с городами Тюмень, Нижневартовск и Уренгой [1].

## 1.2 Геолого – геофизическая изученность

Планомерные геолого-геофизические исследования на территории Широкого Приобья, проводимые с 1948 по 1957 годы, носили региональный характер и были направлены на выявление основных особенностей геологического строения площади. Участок работ покрыт геологической съемкой масштаба 1:1000000, аэромагнитной съемкой масштаба 1:200000, гравиметрической съемкой масштаба 1:1000000. В 1951 году начато бурение опорных скважин.

Начатые в 1958 году площадные сейсморазведочные работы масштаба 1:100000 проводились с целью обнаружения перспективных на нефть и газ локальных поднятий. За период с 1958 по 1965 годы на юге и в центральной части Сургутского свода этими работами были выявлены структуры II порядка: Федоровский малый вал, Ярсомовский прогиб, Юганская котловина и др., а также ряд структур III и IV.

С 1971 года на территории Сургутского свода геофизические организации, в том числе трест «Тюменнефтегеофизика», начали широко проводить работы методом ОГТ масштаба 1:50000. В результате проведенных работ установлены общие закономерности геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла и доюрского основания. Сначала были построены структурные карты и схемы по опорным отражающим горизонтам Б, М, Г, С, а затем, по мере накопления нового фактического материала и благодаря совершенствованию методов сейсморазведки, были выполнены структурные построения в отложениях тюменской свиты (группа отражающих горизонтов Т) и неокомского комплекса (группа отражающих горизонтов НБС и НАС).

В 1983 году в районе проводились региональные сейсмические работы МОГТ масштаба 1:50000. В результате комплексной интерпретации материалов по региональному профилю R-1 и данных бурения была составлена

принципиальная схема формирования клиноформных неокомских отложений Среднего Приобья.

Результаты детальных сейсморазведочных работ послужили основанием для постановки поисково-разведочного бурения на подготовленных структурах.

Непосредственно в пределах отчетной площади расположены структурные объекты, ранее выявленные и относящиеся к перспективным для поиска залежей УВ: Северо-Сургутский структурный нос I, Северо- и Западно-Ритшахские, Сурмятинская, Южно-Сурмятинские I и II, Западно-Сурмятинские I и II, Северо-Сурмятинская, Еловая, Почекуйские I, II, III, IV структуры.

Северо-Сургутский структурный нос I получил название и подготовлен к поисковому бурению по результатам работ с/п 8,20/99-00 ОАО «Тюменнефтегеофизика». Почекуйская структура выявлена работами с/п 29/64-65 Тюменского геологического управления, уточнено строение структуры работами с/п 7,17/76-77 треста «Хантымансийскгеофизика». В результате детальных работ МОВ ОГТ с/п 10/79-80 управления «Запсибнефтегеофизика» в северной части Почекуйской структуры выявлены два поднятия IV порядка. В отчете с/п 23/92-94 данные поднятия совместно с одним дополнительно выявленным поднятием на восточном склоне структуры названы Северо-Почекуйскими I, II и III. В 1999-2000 годах с/п 8,20/99-00 выявлено Северо-Почекуйское IV локальное поднятие, составлен паспорт на Северо-Почекуйский III объект и Северо-Почекуйский объект (район Восточно-Сургутских скв.85 и 159). Группа Сурмятинских поднятий выделена работами с/п 23/91-92. Северо-Сурмятинская структура выявлена и детализирована с/п 23/92-94. Еловая структура выявлена сейсморазведкой МОВ с/п 14/70-71 треста «Хантымансийскгеофизика». Западно-Ритшахское локальное поднятие выявлено работами с/п 7,17/76-77, детализировано в 2000-2001 годах сейсмопартией 20 ОАО «Тюменнефтегеофизика». Северо-Ритшахское

локальное поднятие выявлено работами с/п 23/91-92, детализировано работами сейсмопартии 20/00-01 ОАО «ТНГФ».

Таким образом, результаты детальных сейсморазведочных работ послужили основанием для постановки поисково-разведочного бурения и ввода в эксплуатацию наиболее перспективных структур. К настоящему времени Восточно-Сургутское месторождение находится в стадии промышленной разработки.

Перечисленными сейсморазведочными работами была полностью перекрыта вся площадь отчетного месторождения. Всего на Западно-Сургутском месторождении отработано методам ОГТ около 1075,6 пог.км, при этом плотность сейсмических наблюдений составляет 1,34 пог.км/км<sup>2</sup>В пределах отчетного месторождения были проведены трехмерные сейсморазведочные работы. Исследования МОВ ОГТ 3D с бином 25x50 м на отчетной площади проводились силами с/п 1,20/01-02 ОАО «Тюменнефтегеофизика», объем которых на настоящий момент равен 552,3 км<sup>2</sup>. Главной целью, поставленной в геологическом задании с/п 1,20/01-02, было уточнение геологического строения Западно-Сургутского месторождения [1].

## 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

### 2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез Западно-Сургутского месторождения представлен породами двух структурных комплексов: мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и доюрских образований.

Породы *доюрского* фундамента вскрыты на Западно-Сургутском месторождении скважиной 32р. Отложения представлены эффузивными породами триасового возраста, в верхней их части залегает маломощная кора выветривания (до 10 м).

*Юрская система* представлена нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел и низы средней юры представлены *горелой свитой*, которая сложена аргиллитоподобными глинами. Толщина свиты составляет 15 м.

*Тюменская свита* (средний отдел) сложена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями глинистых известняков (сидеритов) и бурых углей. В целом, отложения свиты можно разделить на три части. В составе нижней части преобладают песчаники серые мелкозернистые, крепкоцементированные, иногда алевритистые, слабоизвестковистые с остатками растительного детрита с тонкими глинистыми пропластками. В кровле *тюменской свиты* залегает регионально нефтенасыщенный пласт ЮС2, литологически представленный переслаиванием песчаников темно-серых плотных, тонко- и мелкозернистых, крепкоцементированных. Толщина свиты достигает 172 м.

*Васюганская свита* представлена нижней и верхней подсвитами.

Нижняя подсвита преимущественно глинистая, сложена аргиллитами темно-серыми, тонкослоистыми, известковистыми, переходящих в известняк, участками окремненными. Верхняя подсвита сложена алевролитами и песчаниками с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники и алевролиты

темно-серые, мелкозернистые, слюдистые, глинистые, слабо-известковистые. Песчаники васюганской свиты регионально нефтеносны, к ним приурочен горизонт ЮС1. Возраст осадков свиты – верхне-келловей-оксфордский, толщина свиты изменяется от 50 до 80 м, увеличиваясь с запада на восток.

*Георгиевская свита* представлена темно-серыми почти черными слабо битуминозными аргиллитами, внизу с зеленоватым оттенком, с прослоями и линзами алевролита и песчаника, с многочисленными включениями пирита и сидерита. Аргиллиты плотные, крепкие, в разной степени алевролитистые. Толщина свиты изменяется от 1 до 10 м.

*Баженовская свита* представлена переслаиванием аргиллитов черных, плитчатых с аргиллитами битуминозными с коричневым оттенком, часто встречаются включения и прослой пирита, углистый детрит, углистые остатки. В аргиллитах отмечаются прослой и линзы алевролитов светло-серых, слюдистых, крепкоцементированных, с раковистым изломом, к которым приурочен горизонт ЮС0. Возраст аргиллитов баженовской свиты – волжский. Толщина свиты составляет 17-26 м, на некоторых участках (скважины 39р, 51р, 57р) она сокращается до 4-6 м.

### *Меловая система*

*Сортымская свита* согласно залегает на аргиллитах баженовской свиты и представляет собой толщу песчано-глинистых отложений, в нижней части преимущественно глинистую, а в верхней части, – переслаивание песчаников и алевролитов. В основании свиты выделяется глинистая подачимовская пачка толщиной до 25 м, которая представлена темно-серыми, почти черными аргиллитами плотными, массивными, с прослоями глинистых известняков, содержащих фауну аммонитов, пелеципод и фораминифер берриасского яруса.

Выше залегает **ачимовская толща**, представленная чередованием песчаников светло-серого и серого цвета и крупнозернистого алевролита и аргиллита. Аргиллиты содержат до 20%, иногда больше, алевроитового

материала. Песчаные пласты, по наличию которых выделяется ачимовская толща, не выдержаны по простиранию, появление их не контролируется структурным планом. Общая толщина ачимовской толщи достигает 80 м.

Верхняя часть сортымской свиты сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями аркозовых песчаников и алевролитов. Общая толщина сортымской свиты достигает 433 м.

Завершается разрез сортымской свиты пачкой аргиллитоподобных глин темно-серых, слабоалевритистых с прослоями алевролитов, которая имеет региональное распространение и в стратиграфической схеме выделена как чеускинская, в пределах свиты встречена фауна аммонитов и фораминифер берриасского и валанжинского ярусов.

**Усть-балыкская свита** представлена двумя подсвитами: нижней, объединяющей песчаные пласты от БС7 до БС9, и верхней, в которой выделяются пласты БС1-БС6. Усть-балыкская свита представляет толщу переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин валанжин-готеривского возраста толщиной до 240 м.

В верхней части усть-балыкской свиты залегает пимская пачка, представленная темно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами. Она является разделом между усть-балыкской и сангопайской свитами.

Толщина пимской пачки составляет от 23 до 30 м.

**Сангопайская свита** объединяет песчаные пласты АС4-АС12. Осадки свиты формировались в условиях мелководья или даже в замкнутых континентальных бассейнах. Подтверждением этому служат состав, окраска пород, а также комплекс органических остатков. Глины серые, зеленовато-серые до зеленых, с неясноразличимой слоистостью, нередко с мелкими зеркалами скольжения, тонкослоистые за счет более светлых алевролитовых слоев и намывов углистого материала. Возраст сангопайской свиты – готерив-барремский. Толщина свиты достигает 130 м.



**Алымская свита.** Литологически свита представлена глинами и аргиллитами темно-серыми, почти черными с линзами и тонкими прослойками алевролитов, плотными, с неровным изломом, слюдистыми. Осадки свиты накапливались в сильно опресненном морском бассейне и резко отличаются от зеленоватых и пестроцветных глин готерив-баррема. Толщина свиты достигает 142 м.

**Покурская свита** завершает разрез нижнего мела. В пределах описываемого района граница между верхним и нижним отделами меловой системы проводится очень условно, так как она проходит внутри покурской свиты, представляющей собой мощную толщу (до 865 м) довольно неравномерного переслаивания песчано-глинистых пород.

**Кузнецовскую свиту** слагают глины серые и зеленовато-серые, алевролитистые с редкими включениями зерен глауконита. Толщина свиты изменяется от 15 до 20 м.

**Березовская свита** подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Верхняя подсвита березовской свиты сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опок и опокovidных глин, в которых содержится фауна сантонского и кампанского ярусов. Толщина свиты достигает 130 м.

**Ганькинская свита** завершает разрез отложений меловой системы. Литологически свита представлена глинами, переходящих в мергели. Толщина свиты изменяется от 80 до 100 м.

### ***Палеогеновая система***

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской и тавдинской и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртаской свит.

Для *четвертичных отложений* характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. Толщина 15-30 м [1].

## 2.2 Тектоника

Западно-Сургутское месторождение связано с моноклиной, погружающейся с северо-запада на юго-восток в направлении Ярсомовского прогиба, в зоне сочленения Сургутского и Нижневартовского сводов (прил. А). На южном погружении моноклинали выделяется зона, осложненная небольшими локальными куполами, к которым приурочено Западно-Сургутское нефтяное месторождение.

Из анализа структурных карт видно, что общее направление погружения моноклинали выдержано по всему разрезу осадочного чехла с северо-запада на юго-восток. Амплитуда погружения по поверхности тюменской свиты составляет порядка 450 м, угол наклона оси  $30^{\circ}$ .

Моноклираль осложнена несколькими структурными элементами как положительного, так и отрицательного характера. Выделяется куполовидное поднятие в районе скважины 53р. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридиональном направлении. Замыкающая изогипса по кровле баженовской свиты – 2550 м. Поднятие имеет амплитуду до 40 м.

В результате дополнительных сейсмических работ, разведочного и эксплуатационного разбуривания уточнились структурные построения изучаемой площади. По уточненным данным в СибНИИНП построены структурные карты по кровле тюменской, баженовской свиты и по кровле пласта БС10 (рис. 2). Простираение структуры близкое к меридиональному.

Моноклираль осложнена несколькими структурными элементами как положительного, так и отрицательного характера. Выделяется куполовидное поднятие в районе скважины 53р. Это поднятие имеет линейно-вытянутую форму в меридиональном направлении. Замыкающая изогипса по кровле баженовской свиты – 2550 м. Поднятие имеет амплитуду до 40 м.

Между скважинами 148р и 149р наблюдается небольшой прогиб сложной конфигурации по направлению к скважине 192р. Между скважинами 155р и 49р



### 2.3 Нефтегазоносность

Западно – Сургутское месторождение относится к Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции к Среднеобской нефтегазоносной области. В географическом отношении находится в Ханты – Мансийском автономном округе.

На месторождении нефтеносными и разрабатываемыми являются терригенные отложения сангопайской свиты, усть-балыкской свиты, сортымской свиты нижнемелового возраста, васюганской свиты верхнеюрского возраста и тюменской свиты среднеюрского возраста, а именно пласты АС<sub>9</sub>, БС<sub>1</sub>, БС<sub>2+3</sub>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>10+11</sub>, БС<sub>12</sub>, ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub>. На месторождении в восьми продуктивных пластах выявлено 15 залежей нефти, которые в различной степени совпадают в плане.

Первоочередными объектами разработки являются залежи в пластах группы БС, к которым приурочены основные запасы нефти месторождения. Общий этаж нефтеносности составляет около 1000 м. Диапазон нефтегазопроявлений по разрезу составляет 870 м. Пласты-коллекторы изменчивы по площади и разрезу, что определило присутствие как пластово-сводовых, так и литологически экранированных залежей. В юго-восточной части месторождения основным объектом разработки, для которого предусматривается система ППД, является пласт БС<sub>10</sub> (Восточная залежь).

**Залежи пластов АС<sub>9</sub>, ЮС<sub>1</sub> и ЮС<sub>2</sub>** – новые объекты, установленные в процессе доразведки и эксплуатационного бурения. В пластах АС<sub>9</sub> и ЮС<sub>1</sub> залежи небольших размеров с несущественными запасами, приурочены к сводовой части структуры.

**Залежь пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>**, характеризующегося чрезвычайно сложным строением: резкой литологической изменчивостью состава пород по площади и по разрезу, колебаниями толщин и широким диапазоном изменения дебитов

нефти – от 47,7 до 0,4 м<sup>3</sup>/сут, находится в стадии доразведки и опытно-промышленной эксплуатации.

Пласт ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> нефтеносен лишь локально. Залежи располагаются в повышенных участках. Поэтому для объекта ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> региональная нефтеносность верхнего пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> является характерным коррелятивным признаком его выделения на Западно-Сургутском месторождении.

Самыми крупными как по размерам, так и по величине запасов нефти, являются залежи пластов БС<sub>10</sub>, БС<sub>1</sub>, БС<sub>2-3</sub>. Суммарные балансовые запасы нефти, содержащейся в этих пластах, составляют 92% запасов месторождения, извлекаемые - 97%.

Пласт БС<sub>10</sub> представляет собой сложнопостроенное геологическое образование, состоящее из серии песчано-алевролитовых пластов, переслаивающихся с глинистыми породами.

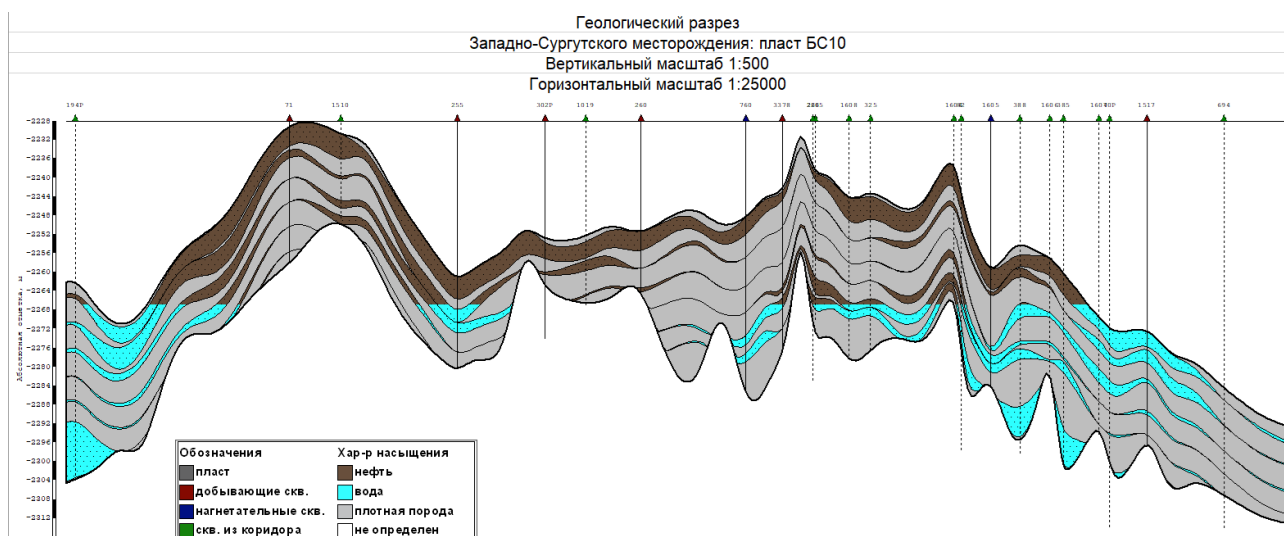


Рисунок 3 – Геологический разрез пласта БС10 Западно-Сургутского месторождения

Основная залежь пласта БС<sub>10</sub> распространена по всей площади месторождения и имеет размеры 25x10 км, при высоте залежи 110 м. ВНК находится на а.о.-2268-2264 м (информация на 2006 год). В юго-восточной части площади выделяется самостоятельная Восточная залежь. Она находится в

пределах пойменной части р. Оби и городской черты города Сургута. Залежь имеет размеры 9x8 км, высоту 72 м, ВНК находится на а.о.-2332,0 м. Тип залежи – структурно-литологический. В северной и восточной частях залежи коллектора замещаются на более плотные породы. Пласт БС<sub>10</sub><sup>2</sup> включает в себя 2 самостоятельные залежи, которые территориально и по разрезу гидродинамически разобщены.

Коллекторские свойства песчано-алевролитовых пород в районе среднего Приобья на глубинах до 2400 м в основном контролируются гранулометрическим составом пород. По данным гранулометрического анализа керна и геофизическим исследованиям скважин, нефтенасыщенная часть пласта БС<sub>10</sub> состоит из песчаников, алевролитов и глин в разных количественных соотношениях. В целом по месторождению в составе пласта преобладают алевролиты, а песчаники имеют локальный характер распространения. В северной и восточной частях месторождения доминируют мелкозернистые песчаники (Md=0,08-0,12 мм), а в центральной, южной и западной частях развиты крупнозернистые алевролиты (Md <0,1мм). В таблице 1 представлены характеристики нефтеносных пластов [1].

Таблица 1 - Характеристики залежей на Западно-Сургутском месторождении [1]

Пласт, Залежь	Отметка ВНК, м	Размеры, км	Высота, м	% ВНЗ к общей площади залежи	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	Тип залежи
ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>	-	26x15	>200	-	3,0	Структурно-литологич.
ЮС <sub>2</sub> <sup>2</sup>						
залежь 1	-2651,0	2x1	3,0	100	1,2	Пластовая Сводовая
залежь 2	-2662,4	3x1	12,0	100	1,9	
залежь 3	-2688,0			77	1,9	
	-2690,0					
ЮС <sub>1</sub>						
залежь 1	-2666,0	1,7x0,7	6,0	90	1,5	Пластовая Сводовая
залежь 2	-2701,0	0,8x0,65	5,0	100	1,4	
залежь 3	-2702,0	1,4x1,2	9,0	100	2,2	

БС10 <sup>1</sup> Восточная залежь	-2275,0 -2315,0 -2332,0	25,0x10,0 9,0x8,0	110,0 72,0	10,4 20,5	5,3 4,4	Структурно- литологич.
БС10 <sup>2</sup> залежь 1 залежь 2	-2275,0 -2281,0	21,0x7,5 11,0x7,5	80,0 145,0	20,8 -	3,8 3,8	Структурно- литологич.
БС10 <sup>3</sup> залежь 1 залежь 2 залежь 3 залежь 4 р-н скв.22 р-н скв.301р	-2275,0 -2280,0 -2275,0 -2280,0 ниже -2321,4 -2284,0 -2289,3 -2283,0	6,0x2,0 7,0x1,0 11,0x2,5 3,5x1,1 0,8x0,5 1,0x0,8	40,0 50,0 101,0 25,0 10,0 10,0	- 5,4 0,2 16,3 12,9 10,8	2,6 2,6 3,6 3,5 4,2 2,2	Структурно- литологич.
БС10 <sup>4</sup> залежь 1 залежь 2 залежь 3	-2270 -2330 -2295	2,5x1,2 (0,5-5,2)x2,5 2,5x1,0	12 46 17	84,4 4,6 31,6	5,5 3,4 3,3	Пл.-свод. структурно- литолог.
БС10 <sup>5</sup>	-2340	3,2x1,2	12	50,9	3,6	Структурно- литологич.
БС4	-2014	2,2x1,9	18	100	3,1	Пласт.-свод
БС2-3	-2014	13,0x5,0	38	72,9	8,7	Пласт.-свод
БС1 <sup>2</sup>	-2014	7,0x5,0	42	24,8	3,5	Структурно- литологич.
БС2 <sup>1</sup>	-2014	27,0x8,0	50	29,6	4,2	Пласт.-свод

## 2.4 Петрофизическая характеристика разреза

В изучаемом разрезе породы представлены терригенными разностями, имеющими разные значения петрофизических параметров. В частности, измеряемыми параметрами, по которым судят о литологии, а также насыщении пород являются плотность, удельное электрическое сопротивление и скорость продольных волн, а также применяются связи некоторых параметров ФЕС от других петрофизических параметров. Примерные значения физических величин для соответствующих литологических разностей, встречающиеся в терригенном разрезе представлены в таблице 2. Формулы для вычисления фильтрационно-ёмкостных свойств в пределах месторождения изображены на рис. 6 и рис.7.



Таблица 2 - Значения петрофизических величин для пород, попадающихся в разрезе [2,3]

Порода	Плотность, г/см <sup>3</sup>	УЭС породы со связанной водой, Ом*м	УЭС при полной влажности, Ом*м	Скорость продольных волн, км/с
Песчаник	1,3-2,9	10 <sup>5</sup> -10 <sup>6</sup>	0,5-5*10 <sup>3</sup>	0,8-4,5
Алевролит	1,51-2,8	10 <sup>4</sup> -10 <sup>6</sup>	<1 - 10 <sup>3</sup>	0,8-4,0
Аргиллит	1,6-2,9	10 <sup>3</sup> -10 <sup>5</sup>	1-2*10 <sup>2</sup>	0,9-4,8
Глина	1,2-2,4	10 <sup>3</sup> -10 <sup>5</sup>	1-10 <sup>2</sup>	0,3-3,0
Известняк	1,8-2,9	10 <sup>4</sup> -10 <sup>6</sup>	<1-2*10 <sup>5</sup>	1,0-7,0
Уголь	1,1-1,8	-	10 <sup>2</sup> -10 <sup>5</sup>	1,7-2,6

В сводном геолого-геофизическом разрезе Сургутского свода (прил. Б) присутствуют все представленные выше литотипы. Каждая представленная величина характеризуется максимальным или минимальным значением в разрезе. Так, наибольшую плотность будет иметь известняк (2,9 г/см<sup>3</sup>), а наименьшую уголь (1,8 г/см<sup>3</sup>), что также сказывается на показаниях акустического каротажа, так как скорость продольных волн прямо пропорционально плотности пород, по которым они проходят, которая в свою очередь зависит от пористости (формула Уайли). Скорость продольных волн в углистых пластах 2,6 км/с, а в известняках достигает 7 км/с.

Удельное электрическое сопротивление пород зависит от ряда факторов: от литологического состава, пористости, связанности поровых каналов, насыщения (тип насыщающего флюида). Наибольшим УЭС обладает известняк - 10<sup>5</sup> Ом\*м, а наименьшим водонасыщенный песчаник – 0,5 Ом\*м.

Также все перечисленные породы обладают естественной радиоактивностью из-за содержания в них таких радиоактивных элементов как Th, K, U с разной концентрацией. Наиболее радиоактивными в разрезе являются

глины из-за их способности адсорбировать воду, в том числе и радиоактивные элементы. Наименее радиоактивными (аномально низкая мощность экспозиционной дозы) являются карбонаты (известняки).

Нейтронные свойства пород различаются по всему разрезу вследствие разного минерального состава и насыщения. Среди минералов присутствуют такие, которые выделяются по аномальным значениям нейтронных свойств, в частности, по среднему времени жизни и сечению захвата тепловых нейтронов (рис.4). Говоря о насыщении, наиболее аномальные свойства присущи газу и минерализованной пластовой воде (рис. 5).

Минерал	Формула	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$t_0$ , мкс	$L_s$ , см	$D \cdot 10^{-5}$ , см <sup>2</sup> /с	$\tau$ , мкс	* $L_d$ , см
1	2	3	4	5	6	7	8
Галенит	PbS	7,5	297	85,0	4,57	364	12,9
Кобальтин	CoAsS	6,25	70	32,3	0,89	5	0,7
Ковеллин	CuS	4,63	56,5	57,1	3,07	37	3,39
Борнит	Cu <sub>5</sub> FeS <sub>4</sub>	4,95	99,3	49,3	2,58	34	3,0
Пирит	FeS <sub>2</sub>	5,05	78,3	53,8	2,62	51	3,7
Халькопирит	CuFeS <sub>2</sub>	4,2	99,2	55,3	2,92	46	3,7
Сфалерит	ZnS	3,8	254	84,9	7,47	123	9,6
Молибденит	MoS <sub>2</sub>	4,9	242	75,9	4,78	72	5,9
Барит	BaSO <sub>4</sub>	4,5	53,0	31,5	3,5	236	9,1
Киноварь	Hg <sub>2</sub> S	8,1	71,0	67,8	0,0074	0,6	0,086
Целестин	SrSO <sub>4</sub>	3,95	47,6	26,8	2,75	201	7,5
Англезит	PbSO <sub>4</sub>	6,25	48,4	28,5	2,5	555	11,8
Гипс	CaSO <sub>4</sub> · 2H <sub>2</sub> O	2,32	1,89	7,7	1,64	250	6,4
Мирабилит	Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> · 10H <sub>2</sub> O	1,48	1,26	6,7	1,2	202	4,9
Натриевая селитра	NaNO <sub>3</sub>	2,26	25,9	23,4	2,67	118	5,4
Калиевая селитра	KNO <sub>3</sub>	1,99	36,0	31,3	3,4	100	3,85
Каолинит	Al <sub>2</sub> (OH) <sub>4</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	2,6	2,50	7,9	3,3	107	6,0
Мусковит	KAl <sub>2</sub> (OH) <sub>2</sub> AlSi <sub>3</sub> O <sub>10</sub>	2,9	6,72	12	2,8	270	8,8
Форстерит	MgSiO <sub>4</sub>	3,3	23,6	20,9	3,1	1253	19,6
Фаялит	Fe <sub>2</sub> SiO <sub>4</sub>	3,5	37,0	29,8	2,4	84	14,4
Анортит	Ca(Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>8</sub> )	2,76	48,8	32,3	4,27	659	16,8
Ортоклаз	K(AlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	2,58	51,0	33,5	4,55	314	12,0
Альбит	Na(AlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	2,61	46,3	28,1	4,14	645	16,4
Нефелин	Na(AlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub> )	2,56	48,6	30,6	4,2	480	14,2
Фторалатит	Ca <sub>3</sub> (PO <sub>4</sub> ) <sub>3</sub> Fe	3,20	47,5	29,8	3,4	431	12,0

Рисунок 4 – Нейтронные свойства минералов, входящие в состав пород разреза [4]

Название, химическая формула	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Химическая формула	$\Sigma_{пл}$ [с.у.]
Калийные соли	1.6 – 2.8		24.0 – 560.0
Турмалин (боросодержащий минерал)	3.03		7450.0
Вода пресная	1.0		22.0
Вода минерализованная	1.22	(рассол NaCl)	127.0
Нефть	0.85	C <sub>n</sub> H <sub>2n</sub>	22.0 – 24.0
Газ	0.025 – 0.25	(метан)	1.5 – 15.0

Рисунок 5 – Нейтронные свойства некоторых минералов и флюидов [1]

Пласты	Характер насыщения		K <sub>п</sub>		K <sub>пр</sub>		K <sub>н</sub>	K <sub>н</sub> по гипсометрии
	Критерий коллектора	Характер насыщения	по ПС, Клэф	по ГК, ГГКП, АК	по ПС, Клэф	по ГК		
БС1	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	$\rho_n^{KP}=5,5$ (п/з, 2008г)	10,0+20* $\alpha_{пс}$	K <sub>п</sub> =f( $\alpha_{пс}$ ), где $\alpha_{пс}=1-1,05*\Delta J_{ГК}$ (ГТП-1,2003г)	lgK <sub>пр</sub> =-23,41+1,74*K <sub>п</sub> -0,0286*K <sub>п</sub> <sup>2</sup>		lgK <sub>н</sub> =-0,55*lgP <sub>н</sub> P <sub>н</sub> =1,14*K <sub>п</sub> <sup>-1,71</sup> , где K <sub>п</sub> в долях $\rho_B=0,17$ при M=18,9г/л	1. K <sub>н</sub> =0,1- $\Delta h$ +85* $\alpha_{пс}$ -2 при $\Delta h \geq 40-25*\alpha_{пс}$
	K <sub>п</sub> <sup>KP</sup> =18,0% $\Delta J_{ГК} \leq 0,57$ Kлэф <sup>П</sup> =4,5% (ГО 2015)				lgK <sub>пр</sub> =0,1436*Kлэф-0,4462 (ГО, 2015г.)			
БС2+3	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	Опорный в пл.БС6	K <sub>п</sub> =5,66+43,96* $\alpha_{пс}$ - 20,37* $\alpha_{пс}$ <sup>2</sup>	K <sub>п</sub> =(2,68-ГГКП)/1,68 K <sub>п</sub> <sup>2</sup> =(АК-180)/0,175* *(( $\alpha_{пс}$ -0,05)*(-0,5))			3. K <sub>н</sub> =11+41* $\alpha_{пс}$ + $\Delta h$ *((1,8* $\alpha_{пс}$ -0,2)/ (1,4- $\alpha_{пс}$ )) при $\Delta h < 7-5*\alpha_{пс}$ (п/з 1996г)	
БС4	K <sub>п</sub> <sup>KP</sup> =20% $\Delta J_{ГК} \leq 0,57$ Kлэф <sup>П</sup> =8,0% (ГО 2015)							K <sub>п</sub> =0,5574*Kлэф+15,475 (ГО, 2015)
БС10	$\alpha_{пс} \geq 0,4$	$\rho_n^{KP}=6$ (п/з 2008г)	10+20* $\alpha_{пс}$	K <sub>п</sub> =(2,68-ГГКП)/1,68 K <sub>п</sub> <sup>2</sup> =(АК-180)/0,175* *(( $\alpha_{пс}$ -0,05)*(-0,5))	lgK <sub>пр</sub> =-15,51+1,151*K <sub>п</sub> -0,018*K <sub>п</sub> <sup>2</sup>		lgK <sub>н</sub> =-0,55*lgP <sub>н</sub> P <sub>н</sub> =1,53*K <sub>п</sub> <sup>-1,53</sup> , где K <sub>п</sub> в долях $\rho_B=0,17$ при M=17,5г/л	1. K <sub>н</sub> =0,114- $\Delta h$ +70* $\alpha_{пс}$ +12 при $\Delta h \geq 24-10*\alpha_{пс}$ 2. K <sub>н</sub> =2,44+51,9* $\alpha_{пс}$ +((0,19+1,9* $\alpha_{пс}$ )* $\Delta h$ при 24-10* $\alpha_{пс} > \Delta h \geq 7-5*\alpha_{пс}$
БС11	K <sub>п</sub> <sup>KP</sup> =18%				для гориз. скв. $\rho_n^{KP}=7$ (ГТП-1,2003г)			
БС12	$\Delta J_{ГК} \leq 0,65$							
БС10+11	Kлэф <sup>П</sup> =4,2% (ГО 2015)			K <sub>п</sub> =f( $\alpha_{пс}$ ), где $\alpha_{пс}=1-0,93*\Delta J_{ГК}$ (ГТП- 1,2003г)				
Опорный в пл.БС6			K <sub>п</sub> =0,533*Kлэф+15,751 (ГО, 2015)					

Рисунок 6 – ФЕС для разностей Западно-Сургутского месторождения (пласты БС) [1]

время действия	Пласты	Характер насыщения		K <sub>п</sub>		K <sub>пр</sub>		K <sub>н</sub>
		Критерий коллектора	Характер насыщения	по ПС, Клэф	по ГК, ГГКП, АК	по ПС, Клэф	по ГК	
с 10.03.10г по н.в.	ЮС2	K <sub>п</sub> <sup>кп</sup> =14.0	ρ <sub>п</sub> <sup>кп</sup> =6,5+2,5*α <sub>гк</sub>	10*α <sub>пс</sub> + 10 (при отсутствии ГК)	K <sub>п</sub> =6.1+14*(1-ΔJ <sub>гк</sub> ) (при отсутствии ПС и брать ΔJ <sub>гк</sub> ≤ 0,45)	основная формула по определению K <sub>п</sub>		P <sub>п</sub> =1,9*K <sub>п</sub> <sup>-1,42</sup>  K <sub>в</sub> =P <sub>н</sub> <sup>-0,59</sup> ρ <sub>в</sub> =0,16 при M=17.6г/л и t=80°С
	ЮС2/1	α <sub>пс</sub> ≥ 0,12 (Для коллекторов со слоистым типом глинистости. Располож, в осн, в кровле ЮС2)						
		ΔJ <sub>гк</sub> ≤ 0,3	(п/с, 1996г, 2008г)					
	ЮС2/2	α <sub>пс</sub> ≥ 0,4		K <sub>п</sub> <sup>2</sup> =(АК-180)/0.175*				
		Опорный в пл.ЮС1 или ЮС3 (по ПС и ГК)			*((α <sub>пс</sub> -0.05)^(-0.5))	lgK <sub>пр</sub> =0.1758*Клэф-0.5855(ГО, 2015г.)		

Рисунок 7 – ФЕС для разностей Западно-Сургутского месторождения (пласты ЮС) [1]

### **3. Анализ основных результатов ранее проведённых геофизических исследований**

На Западно-Сургутском месторождении в состоянии на 1.01.00 г. общий фонд скважин составил 1899, а фонд добывающих скважин 1200 при проектном 1235. По результатам ГИС в этих скважинах, а также в других скважинах Сургутского свода составлен сводный геолого-геофизический разрез (приложение 2). Также о результатах геофизических исследований можно судить по каротажным диаграммам двух скважин, которым были даны условные номера №1 и №2 (приложения 3 и 4). Для анализа выбран интервал залегания пласта ЮС<sub>2</sub>.

Как следует из приведённых каротажных сборок, а также из стандарта организации СТО 225-220 «Методы геофизических исследований скважин», для исследования открытого ствола в интервале общих исследований (ниже башмака кондуктора) применяются общие методы, а именно: стандартный каротаж (ПС+КС), БКЗ, ИК, БК, ГК, ННК-Т, АК, ГГК-П, кавернометрия-профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия. В интервале детальных исследований используются те же методы, но в более крупном масштабе, что и каротажные диаграммы в приложениях 3 и 4 (1:200) и с дополняющими данный комплекс методами: стандартный каротаж, БКЗ, ИК, БК, ГК, ННК-Т, АК, ГГК-П, спектрометрический гамма-каротаж, широкополосный акустический каротаж (проводится в доюрских отложениях и в интервале баженовской свиты), термометрия. Дополнительно могут применены ЯМК, вертикальное сейсмопрофилирование, ИННК, ВИКИЗ или ВЭМКЗ [1].

Все методы, входящие в данный комплекс, решают ряд геологических задачи. Список геологических задач в зависимости от решающих их геофизических методов представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Геологические задачи и решающие их методы ГИС

Геологические задачи	Методы и их мнемоники (на каротажных диаграммах компании)
Литологическое расчленение	SP (ПС), RO (БКЗ), GR (ГК)
Определение глинистости	GR (ГК), SP (ПС)
Определение пористости	RNOB (ГГКп), FTNL (ННК-Т большим зондом), TRNP (ННК-Т), SP (ПС) и RO (БКЗ), DTCSO (АК)
Наличие глинистой корки	CALI (Кавернометрия)
Определяется УЭС пластов	RO (БКЗ), IL (ИК), LLD и LL (БК большим зондом), LLS (БК малым зондом)
Определяются УЭС бур. раствора	RB (резистивиметрия)
Определение насыщения	Электрические методы (БКЗ, БК), ВИКИЗ, ИК

На представленном сводном геолого-геофизическом разрезе каждой литологической разности так или иначе соответствуют определённые показания по каждому приведённому в таблице методу.

На разрезе глины выделяются высокими показаниями ПС, однако ниже по разрезу напротив глин показания ПС достигают максимально возможного значения. По гамма-каротажу глинам в верхней части разреза соответствуют средние значения, а ниже по разрезу - высокие значения мощности экспозиционной дозы. Также напротив глин показания ННК-Т, как правило, сравнительно ниже показаний этого метода напротив песчаника. Вниз по разрезу кривая метода нейтронного каротажа сильно изрезана, поэтому показания напротив глин иногда доходят до средних значений.

Песчаники и алевролиты явно отличаются по отрицательным аномалиям ПС по всему разрезу. Также по методу ГК, несмотря на некоторую изрезанность кривой, песчаники и алевролиты хорошо выделяются – им соответствуют заниженные показания по сравнению с глинами. Пласты

песчаников и алевролитов выделяются по ННК-Т сравнительно повышенными показаниями чем у глин, однако внизу по разрезу эта разница нивелируется и отличие между этими литологическими разностями пропадает. В верхней части разреза границы пластов песчаников и алевролитов хорошо отбиваются по индукционному каротажу – значения показаний ИК на границах заметно изменяется (значения удельной электрической проводимости уменьшаются), в средней и нижней частях разреза различить границы по этому методу становится невозможным. Пласты песчаников и алевролитов можно проследить по плотностной модификации гамма-гамма каротажа, так как значения плотности напротив пластов коллекторов заметно уменьшается в силу увеличения пористости.

Пласты известняков однозначно выделяются на разрезе почти по всем используемым в комплексе методам, а именно: по БК и БКЗ аномально высокие значения УЭС, по ИК аномально низкие значения удельной электрической проводимости, по ГК наблюдаются отрицательные аномалии, по ННК-Т аномально высокие показания. Пласты известняков неоднозначно выделяются по методу ПС, так как по этому методу в интервалах этой литологической разности наблюдаются как положительные, так и отрицательные аномалии. Также хорошо выделяются по методу АК (низкие значения интервального времени) и ГГК-П (высокие значения).

Уголь, пласты которого присутствуют в нижней части разреза в интервале залегания коллектора ЮС2, также однозначно выделяется по ряду методов. В частности, по ННК-Т наблюдаются аномально низкие значения интенсивности, низкие значения по ГГК-П и высокие значения по АК соответственно, сравнительно небольшие повышения УЭС по БК и БКЗ, небольшое уменьшение удельной электрической проводимости, аномально низкие показания по ГК.



## **4. Основные вопросы проектирования**

### **4.1 Задачи геофизических исследований**

Поскольку цель проекта – доразведка пласта ЮС<sub>2</sub>, перед ПГИ выделяются следующие задачи:

- Контроль технического состояния скважин и глубины спуска оборудования
- Контроль текущих нефтенасыщенности и обводненности

### **4.2 Обоснование объекта исследования**

Помимо активно разрабатываемых объектов на Западно-Сургутском месторождении, а именно пластов АС<sub>4-8</sub>, АС<sub>9-12</sub>, БС<sub>1-2</sub>, БС<sub>2+3</sub>, БС<sub>4</sub>, БС<sub>10+11</sub>, БС<sub>12</sub>, также разрабатывается пласт ЮС<sub>2</sub>, но менее активно.

Пласт ЮС<sub>2</sub> представляет собой переслаивания песчаников тонко- и мелкозернистых, крепкоцементированных. Состоит из двух залежей: ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>. Первая залежь характеризуется сложным строением, а именно резкой сменой литологии, толщины и дебита (47,7 – 0,4 м<sup>3</sup>/сут) по площади, имеет размеры 11,8\*12,9 км, высота больше 200 м, эффективная средненасыщенная толщина 3 м. Вторая залежь нефтеносна локально, в повышенных участках. В целом пласт ЮС<sub>2</sub> имеет средневзвешенную проницаемость 12 мД, пористость 14%. На 2002 год фонд добывающих скважин при разработке пласта ЮС<sub>2</sub> составлял 31 скважину, от извлекаемых запасов отобрано 22,6 % [1].

Главными вопросами проектирования являются установление ВНК в залежи ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>, а также определить методы, которые позволят интенсифицировать приток нефти и увеличить дебиты в имеющихся скважинах. Проектируемые работы будут проводиться в скважине 2402.

### **4.3 Геолого-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

Целевым объектом исследований является нефтенасыщенный пласт ЮС<sub>2</sub>, залегающий на глубине 2800 м. Добычу ведут в северной, центральной,

южной частях месторождения, а также в районе скважин 356 и 1406. Средневзвешенная пористость пласта составляет 14%, а проницаемость 12 мД (по месторождению проницаемость пропластков может меняться от нескольких единиц, до 50 мД). Коэффициент нефтегазонасыщенности (по информации на каротажной сборке от 27.05.2017) составляет порядка 80%. Уровень ВНК на 2003 год на каждом участке следующий: северный – 2682 м, центральный – 2710,7 м, южный 2751 м, в районе скважин 245 и 1406 – 2663 м.

Поскольку целевым и добываемым флюидом является нефть, для доразведки залежи следует определить положение ВНК в скважинах, пробуренных для разработки данного пласта, определить текущий коэффициент нефтегазонасыщенности, а также обводнённость нефти в пласте. С этой целью следует рассматривать СО-каротаж и ИННК. Для привязки каротажных данных к стратиграфии следует использовать локатор муфт и ГК (рис. 8).

Как следует из построенной модели, нефтенасыщенные коллекторы (пласт-коллектор ЮС2 слагается переслаиванием тонко- и мелкозернистых песчаников) выделяются на диаграммах СО-каротажа положительными аномалиями (рост соотношения С/О вследствие присутствия углерода в нефти), а водонасыщенный коллектор характеризуется отрицательными аномалиями (уменьшение отношения С/О из-за увеличения объёма кислорода). В это же время, коллекторы выделяются отрицательными аномалиями на кривой соотношения Са/Si (кремний содержится почти по всех минералах, слагающих частицы песчаника в большей степени, чем кальций). По ГК песчаники выделяются низкими показаниями (на фоне глиен определяются по отрицательным аномалиям).

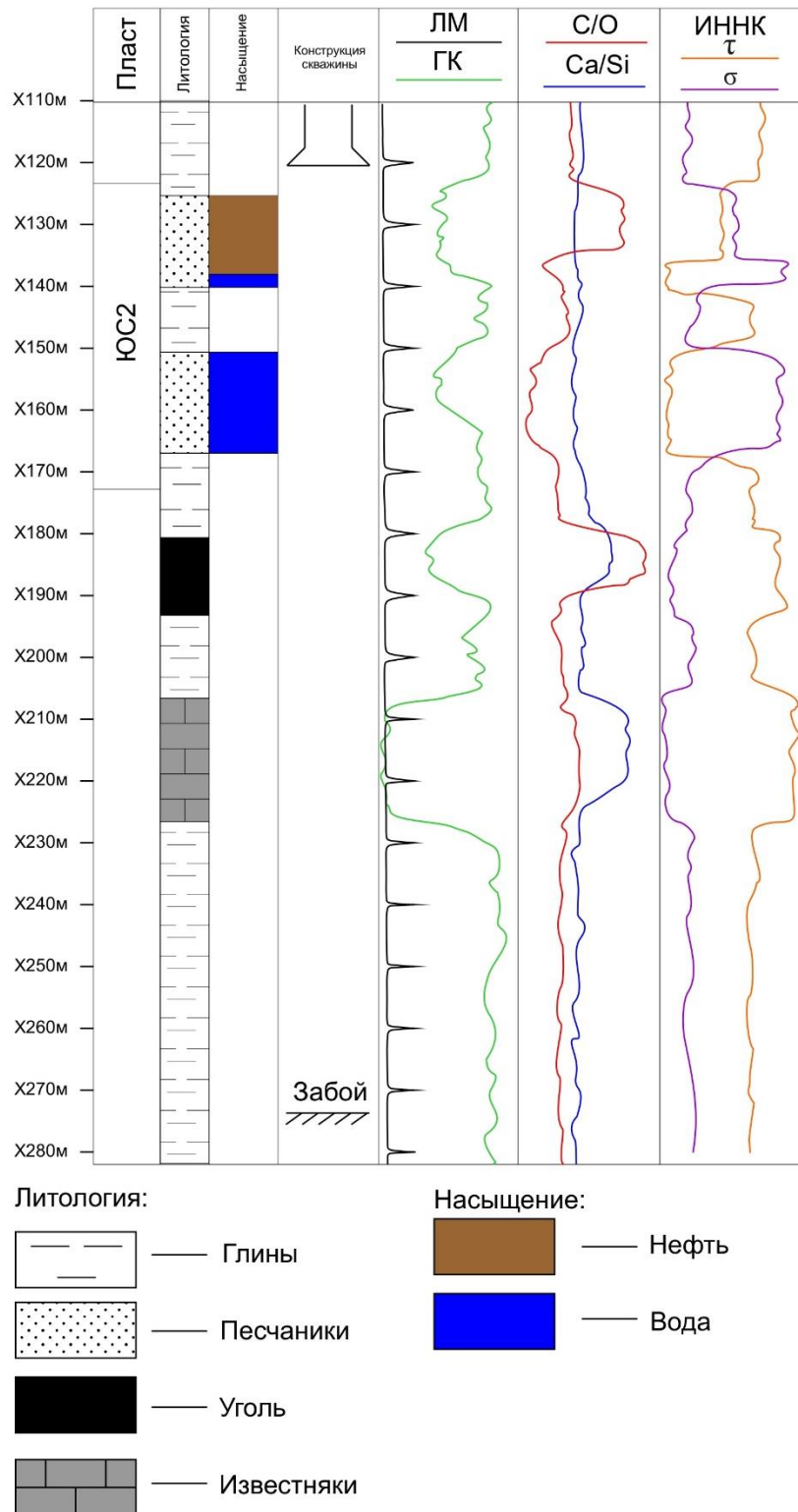


Рисунок 8 – Геолого-технологическая модель резервуара пласта ЮС<sub>2</sub>  
Западно-Сургутского месторождения

Показания ИННК для песчаников зависят от насыщенности: против нефтенасыщенного пласта среднее время жизни уменьшается и принимает

средние значения, сечение захвата при этом увеличивается; против водонасыщенного пласта среднее время жизни заметно уменьшается, а сечение захвата резко увеличивается.

Аргиллитам всегда, как и глинам, будет соответствовать повышенные показания гамма-каротажа. Поскольку глинистые минералы, слагающие аргиллиты и глины, в своём составе содержат силикаты (кремний и кислород), по СО-каротажу им будут соответствовать малые соотношения C/O и Ca/Si соответственно.

Поскольку только в интервалах залегания пласта ЮС<sub>2</sub> по представленным каротажным данным законсервированных скважин (рис. 9) находятся пласты углей, можно рассматривать их как репер в пределах месторождения. Также стоит охарактеризовать угли в представленной модели. Уголь однозначно выделяется по СО-каротажу повышенными значениями соотношения C/O и Ca/Si, хотя соотношение C/O всё-таки будет больше. На диаграммах СО-каротажа его отмечают отдельно, так как пласты углей не имеют никакого отношения к нефтенасыщенным горизонтам. По ГК характеризуется низкими значениями мощности экспозиционной дозы и содержания радионуклидов соответственно. Так как углерод не является аномальным поглотителем нейтронов, как водород, среднее время жизни нейтронов будет чуть выше, чем в глинах.

Таким образом, представленная модель объясняет поведение кривых каждого метода в выбранном комплексе. Представленные методы используются для решения представленных геологических задач. Поскольку скважина обсажена, а интервал пласта ЮС<sub>2</sub> в подавляющем большинстве скважин не перфорирован, комплекс будет состоять из ядерно-физических методов. Для привязки используются методы ЛМ и ГК.



*СО-каротажом (ИНГК-импульсный нейтронный гамма каротаж)* исследуются содержания углерода, кислорода, кальция и кремния. По содержанию углерода и кислорода определяют насыщение коллекторов – углерод является характерным элементов нефти, а кислород воды. Так как в разрезе встречаются карбонаты, включающие в себя углерод, не относящийся к нефти, следует контролировать литологический состав разреза, для чего вычисляют спектральное содержание кальция и кремния и определяют соотношение  $Ca/Si$ . Метод применяется для определения текущей нефтегазонасыщенности в коллекторах [5].

*ИННК (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж)* исследуется плотность нейтронов, диффундирующих в породе, по которой в дальнейшем определяются среднее время жизни тепловых нейтронов, коэффициент диффузии, длина замедления и сечение захвата тепловых нейтронов. Коэффициент диффузии зависит от литологического состава породы, а среднее время жизни от содержания в породе элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов (водород). Поскольку среднее время жизни нейтронов зависит от насыщения пород (газ, нефть, вода), то уменьшение этого времени может указать на присутствие одного из флюидов (нефть или вода). Метод применяется для определения нефтенасыщенности коллекторов, их обводнённости, а также положения ВНК [6].

При проведении *гамма-каротажа* проводят измерение суммарного гамма-излучения, образуемого торием, калием и ураном. Интенсивность гамма-излучения зависит напрямую от содержания этих трёх радионуклидов в исследуемой породе. Как уже было сказано выше, интенсивность излучения зависит от литологии, поэтому одной из решаемых ГК задач является литологическое расчленение разреза. Кроме того, почти в каждом разрезе присутствуют породы с аномально высокой или аномально низкой мощностью экспозиционной дозы, например, пласты известняка или битуминозные аргиллиты баженовской свиты. Поэтому этот метод, помимо

литологического расчленения разреза и определения глинистости, применяют для привязки по глубине к разрезу.

*Локатор муфт* позволяет определять положение неоднородностей в обсадной колонне. Работа метода заключается в возбуждении в колонне труб электрического тока посредством движения постоянного магнита, включённого в состав прибора ЛМ. Если в колонне нет каких-либо неоднородностей или дефектов, тока в колонне не будет, в противном случае в колонне возбуждается ток, который регистрируется прибором по вторичному магнитному полю, создаваемым током в обсадной колонне. Локатором муфт определяют положение муфт, воронок НКТ, перфорации, а также интервалов коррозии колонны. Метод применяют как для определения технического состояния колонны, так и для привязки по глубине вместе с гамма-каротажом.

## 5. Методические вопросы

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Технологию проведения ГИС включается в себя несколько этапов [4]:

- Первичная, периодическая и полевая калибровки, выполняемые их изготовителем и метрологической службой;
- Подготовительные работы на базе геофизического предприятия и непосредственно на скважине;
- Проведение геофизических исследований и работ в скважинах;
- Первичное редактирование данных, обеспечивающие контроль их качества (на скважине во время записи и после окончания записи);
- Выдача твёрдых копий материалов представителю недропользователя непосредственно на скважине;
- Сдача/приёмка отчётных материалов, содержащих файлы первичных данных и файл недропользователя, контрольно–интерпретационной партии геофизического предприятия;
- Архивация материалов.

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ. При отсутствии на предприятии аккредитованной метрологической службы калибровку технических средств должна выполнять метрологическая служба другого юридического лица, аккредитованная на право проведения калибровочных работ с техническими средствами, ГИС.

Подготовительные работы перед проведением ГИС и/или ПГИ проводят в стационарных условиях на базе геофизического предприятия (производителя работ), а затем на скважине.

Список работ геофизической партии включает:



- получение акт-наряда на ГИС и работы, форма и содержание которого должны быть согласованы между геофизическим предприятием и недропользователем;
- получение скважинных приборов, расходных деталей, материалов и источников радиоактивных излучений, проверку их комплектности и исправности;
- запись файлов регулярных калибровок и сведений об исследуемом объекте, включая файлы априорных данных, в базу данных каротажного регистратора.

После приезда на скважину персонал каротажной партии выполняет следующие подготовительные операции:

- проверяет подготовленность скважины к исследованиям согласно техническим условиям и подписывает акт о готовности скважины к проведению ГИС/ПГИ;
- проверяет правильность задания, указанного в акт-наряде;
- устанавливает каротажный подъемник в 25-40 м от устья скважины;
- устанавливает лабораторию в 5-10 м от подъемника таким образом, чтобы из ее окон и двери просматривались подъемник и устье скважины;
- производит заземление лаборатории и подъемника;
- выполняет внешние соединения лаборатории и подъемника между собой силовым и информационными кабелями;
- подключает станцию к сети переменного тока, действующей на скважине, а при ее отсутствии — к генератору;
- заводит кабель в направляющий и подвесной ролики и устанавливает последние на свои штатные места;

- устанавливает на направляющем ролике датчик глубины, если он не установлен на консоли подъемника;
- подвешивает подвесной блок и датчик натяжения;
- подсоединяет к кабельному наконечнику первый скважинный прибор и опускает его в скважину;
- устанавливает на счетчиках регистратора нулевые показания глубин с учетом расстояния от точки отсчета глубин до скважинного прибора.

Выполнение геофизических работ нацелено на получение первичной информации в виде каротажных кривых, в свою очередь хранящие информацию об геологических разностях, вскрытых скважиной, объекте исследования, а также необходимые для решения поставленных геологических, технологических и техникой задач на качественном и количественном уровне, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъёмных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после проведения исследований.

Все выполняемые операции фиксируются в специальном файле (файл-протокол, справка), создаваемый каротажной станцией автоматически. Данный файл включает в себя всю информацию о проведённом каротаже: номер СПО, названия приборов и их инвентарный номер, длительность каждого замера. (начала и конец замера). При проведении радиоактивного

каротажа (кроме ГК и СГК), указывают код и название радиоактивного источника.

Спуск приборов производят под действием привода лебёдки каротажного подъёмника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 8000 м/ч. Спуск сборок ведут со скоростью не более 5000 м/ч.

За 50 м до забоя скважины скорость спуска приборов необходимо уменьшить до 350 м/ч и задействовать привод лебёдки.

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

Первичное редактирование данных выполняют непосредственно на скважине. Оно включает:

- увязку электронных и магнитных меток в рабочих файлах одной спускоподъёмной операции;
- увязку по глубинам данных, зарегистрированных при разных спуско-подъёмах;
- совмещение точек записи разных приборов (модулей) по глубине;
- придание кривым масштабам, выраженных в физических единицах.

В КИП информация может поступать как после проведения всего комплекса и приезда партии на базу, так и оперативно по мере завершения каждого вида исследования.

### **5.1 Аппаратура и условия записи**

*СО-каротаж (углерод-кислородный каротаж)* записывается в интервале детальных исследований (интервал пласта ЮС<sub>2</sub>) в масштабе глубин

1:200. Применяется для определения текущей нефтенасыщенности пласта и уровня ВНК. Масштаб для обеих кривых С/О и Са/Si равняется 0,04%/см (с учётом, что соотношения меняются в интервале от 0,45 до 0,8). Для записи СО-каротажом применяется аппаратура АИМС-СТ (рис. 10). Скорость записи 50 – 70 м/ч [7].

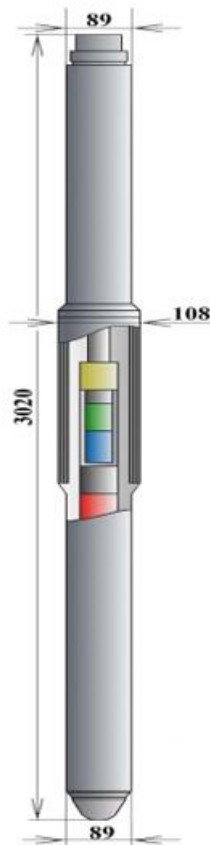


Рисунок 10 – Аппаратура АИМС-СТ [8]

*ИННК* (*импульсный нейтрон-нейтронный каротаж*) используется для определения уровня ВНК (переходной зоны) и газожидкостных контактов. Масштаб глубин 1:200. Измеряется два параметра – среднее время жизни ( $\tau$ ) и сечение захвата тепловых нейтронов ( $\sigma$ ). Применяемая аппаратура – ПИНК (рис. 11). Скорость записи 100-120 м/ч [9].



## Рисунок 11 – Аппаратура ПИНК-43 [10]

В аппаратуре ПИНК-43 также включены гамма-каротаж и локатор муфт. Первый нужен для привязки к разрезу, второй – для привязки по глубине. Запись проводится в интервале детальных исследований (масштаб 1:200). Скорость записи в интервале общих исследований – 150 – 300 м/ч, а в интервале детальных исследований такая же, как и у ИННК – 100 – 120 м/ч. Масштаб кривой ГК – 1 мкР/ч на см, масштаб кривой ЛМ – 1 ед. ацп/см (шкала кривой в логарифмическом масштабе).

За приём и обработку сигналов, получаемых от скважинных приборов, используется геофизическая каротажная лаборатория Кедр-02. Также лаборатория работает с сельсин-датчиком (без использования сельсин-приёмника) или датчиками глубины импульсного типа (Кедр ДГИ-1, ЛОТ 8М и др.), датчиком меток глубины (типа ДМГ-1), с коррекцией по магнитным меткам и ролику. К ней может быть подключен датчик натяжения кабеля (ДНК-2 или др.) [11].

### 5.3 Метрологическое обеспечение работ

В метрологическое обеспечение работ в ПАО «Сургутнефтегаз» входит калибровка и ремонт средств измерений (скважинных приборов). Данные работы выполняются в метрологических лабораториях ответственного структурного подразделения. Часть аппаратуры калибруется и ремонтируется в базовой лаборатории метрологии ЦБПО ПРНСиНО ПАО «Сургутнефтегаз».

Все метрологические работы проводятся в два этапа:

- 1) ремонт и уход за геофизической и петрофизической аппаратурой;
- 2) процесс измерения в скважине, в петрофизических лабораториях;

Перед эксплуатацией проводят внешний осмотр геофизической аппаратуры, а также выполняют её градуировку и поверку. Поверка проводится только с помощью метрологических образцов (эталонов) или стандартных образцов.

В частности, при калибровке приборов нейтронного каротажа (НК) выбирается масштаб записи кривых, а также работоспособность приборов. Запись данных с приборов НК производится в условных единицах (усл. ед.). Калибровка прибора осуществляется в баке с пресной водой, минерализация которой не превышает 0,5 г/л. Для перехода от импульсов скорости счета к пористости пласта используются имитаторы пористости пласта ИПП.

Государственная поверка средств измерений, принадлежащие организации и официально зарегистрированные в службе метрологии ПАО «Сургутнефтегаз», проводится в аккредитованных метрологических лабораториях организации ПАО «Сургутнефтегаз». Приборы и эталоны, которые не входят в область аккредитации службы метрологии, проходят поверку в Сургутском отделе Госнадзора Тюменского центра метрологии, стандартизации и сертификации, а также в других регионах страны.

Плановый осмотр и перекалибровка приборов осуществляется регулярно, согласно графику, который установлен и утверждён ответственным НГДУ.

Договоры по обслуживанию геофизических приборов (поверка, ремонт, калибровка) формируются на основании графиков проведения плановых ремонта и перекалибровки, которые составляются ответственными НГДУ. В графики по обслуживанию приборов должны быть включены все приборы, зарегистрированные метрологической службой, относящейся непосредственно к ОАО «Сургутнефтегаз», так как приборы, которые не учтены в графике, также не учитываются при составлении договоров, в результате не выделяются средства на обслуживание приборов.

За составление графиков плановой калибровки и ремонта аппаратуры отвечает определённое НГДУ, причём данный факт закрепляется соответствующим приказом и определяет ответственных лиц за состояние СИ по всем остальным НГДУ. Периодичность калибровок устанавливается

техническим советом ПАО «Сургутнефтегаз», а поверок – Госстандартом России [1].

#### **5.4 Геологическая интерпретация геофизических данных**

Задачу *определения уровня ВНК* выполняет ИННК. Определение ВНК в неперфорированных пластах при сохранении цементного кольца осуществляется по показаниям среднего времени жизни тепловых нейтронов и/или сечению захвата. Показания метода напротив ВНК меняются в несколько раз и будут иметь тот же характер, что и на геолого-технологической модели изучаемого интервала разреза (рис. 5). Наилучший результат будет достигнут при высокой минерализации пластовых вод (более 100 г/л), однако при этом хорошие результаты получаются и при минерализации 30 – 35 г/л и выше.

За условный ВНК (ГЖК) при наличии переходной зоны принимают уровень, на котором её удельное сопротивление соответствует критической нефтегазоности. Для большинства месторождений этот уровень соответствует точке, расположенной выше нижней границы переходной зоны на 1-1,5 м. Это зона, в которой переходная зона имеет критическое удельное сопротивление и водонасыщение [12].

Вычисление всех параметров, а именно среднего времени жизни тепловых нейтронов ( $\tau$ ), коэффициент диффузии ( $D$ ) и макроскопическое сечение взаимодействия тепловых нейтронов ( $\Sigma_a$ ) осуществляется в программе LogPWin. Пример каротажной диаграммы с ИННК представлен на рис. 12.

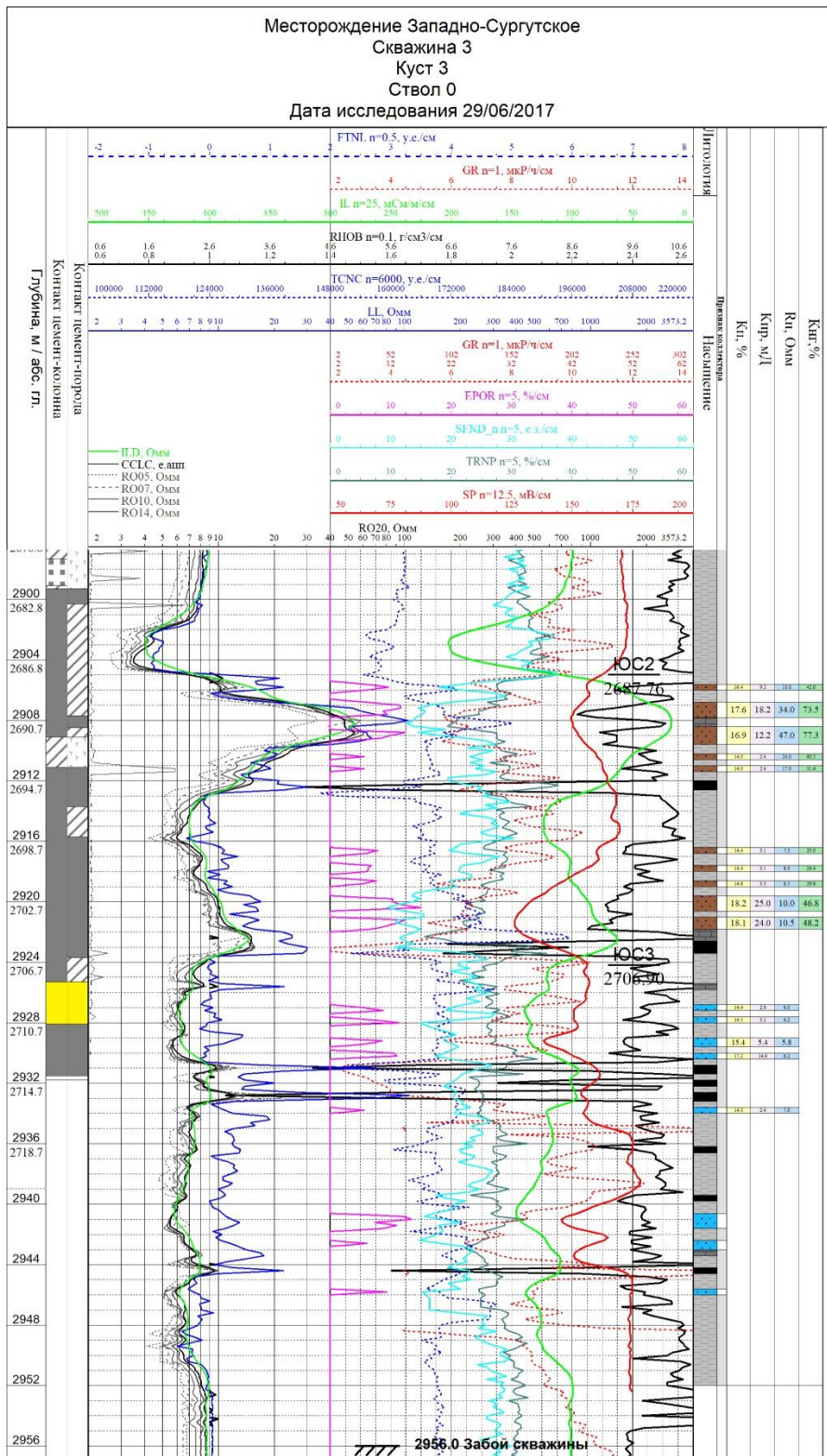


Рисунок 12 – Каротажная диаграмма с рассчитанными параметрами ИННК (TCNC – скорость счёта в канале малого зонда, EPOR – коэффициент эффективной пористости, SFND – макроскопическое сечение взаимодействия (в единицах захвата)) [1]



*Определение текущего коэффициента нефтенасыщенности  $K_n$  в обсаженном стволе производится по показаниям углерод-кислородного каротажа (СО-каротаж). Общая технология обработки результатов С/О-каротажа, зарегистрированных в обсаженном стволе скважины, как правило включает в себя следующие этапы:*

- 1) этап первичной и предварительной обработки с расчетом основных интерпретационных параметров;
- 2) этап количественной интерпретации с использованием данных открытого ствола скважины.

Обработка первичных данных проводится в следующей последовательности:

1. Подготовка файлов регистрации спектров к обработке и анализ технологических параметров с целью контроля формы вспышки и работы электронной схемы генератора нейтронов, временного спектра гамма-излучения и т.д.
2. Стабилизация и привязка энергетической шкалы. Корректность стабилизации и привязки энергетической шкалы контролируется по соответствию характерных пиков (водород, железо) в спектре их положения в опорном энергетическом канале.
3. Получение «чистых» спектров ГИНР и ГИРЗ вычитанием из измеренных суммарных спектров соответствующих фоновых спектров

Данные операции (редактирование результатов каротажа) выполняются на скважине оператором после окончания замеров. Целью первичной обработки является подготовка данных для выполнения этапа геофизической обработки и первым её шагом является точная привязка энергетической шкалы спектров  $S(E)$ , зарегистрированных при каротаже, к энергетической шкале калибровочных спектров  $S_0(E)$ . Качество стабилизации контролируется

по пикам водорода (энергия 2,23 МэВ) и железа (7,65 МэВ), и дополнительно по пику кремния (3,54 МэВ).

Задачей предварительной обработки является получение интерпретационных параметров C/O каротажа. Важным элементом, определяющим качество геофизических параметров C/O каротажа, является задание диапазонов энергетических окон для расчета отношений скоростей счета C/O и Ca/Si. Энергетические окна устанавливаются по результатам исследований на моделях пород, насыщенных водой и нефтью.

Поскольку в одной из таких энергетических окон (окно кальция) попадает энергия гамма-излучения алюминия, для исключения его из показаний СО-каротажа вводят соответствующую поправку за глинистость (коэффициент глинистости берётся из предшествующих данных. Наличие алюминия связано с глинистостью, так как почти 20% из всех элементов в глинах приходится на алюминий).

На поведение кривой оказывает сильное влияние скважинные условия – увеличение диаметра скважины, состояние цементная камня за колонной, повышенная минерализация – больше 30-35 г/л (не влияет, если вычисляется соотношение элементов C/O и Ca/Si, а не отдельное содержание каждого элемента). Учёт влияния диаметра скважины и толщины обсадной колонны осуществляется на основании априорных данных, а постоянство характеристик скважинной жидкости (для измерений предпочтительная пресная вода) обеспечивается качеством подготовки скважины к проведению C/O-каротажа.

Корректировка отношений C/O и Ca/Si предполагает их нормировку и введение поправок за влияние скважинных условий измерений. Обычно в результате нормировки отношения C/O и Ca/Si приводятся к одному масштабу и одинаковой чувствительности к изменению литологии пласта. Нормировочные коэффициенты подбираются для каждого прибора при

исследованиях на моделях горных пород. Для учёта влияния условий измерений могут применяться опорные пласты, теоретические поправки, характеристики распределений C/O и Ca/Si в конкретных интервалах исследования при условии накопления достаточной статистики [9].

Поведение откорректированных кривых и при визуальном просмотре подчиняется определенным правилам, в частности:

- кривые практически совпадают в водонасыщенных пластах при любых значениях пористости и независимо от литологии;
- положительные приращения кривой C/O относительно кривой Ca/Si характеризуют пласт как содержащий углеводородные соединения (нефть, битум).

Во время эксплуатации пласта в него закачивается пресная вода (минерализация стремится к нулю), в результате чего происходит подъём уровня ВНК. Поскольку минерализация пластовых вод намного больше минерализации пресной воды, то, так как в пресной воде содержание хлора (Cl) минимально, скорость счёта в окне хлора (по ГИНР и ГИРЗ) будет уменьшаться (и кривая содержания хлора на диаграмме сдвинется влево), что также можно использовать при отслеживании уровня ВНК вместе с ИННК.

Для расчёта коэффициента нефтенасыщенности применяется следующая интерпретационная модель:  $V_{\text{пес}} + V_{\text{кар.ск.}} + V_{\text{гл.ск.}} + \omega = 1$ , где  $V_{\text{пес}}$  – объёмное содержание песчаника в долях,  $V_{\text{кар.ск.}}$  – объёмное содержание карбонатной смеси (доломит, известняк и т.д.),  $V_{\text{гл.ск.}}$  – содержание «сухих» глинистых минералов в породе,  $\omega$  – водородосодержание. В соответствии с данной моделью, расчёт коэффициента текущей нефтенасыщенности осуществляется по методике «приращений кривой C/O» по формуле:  $K_{\text{н}} = K_{\text{н},\omega} * \frac{\omega}{K_{\text{п.откр}}}$ , где  $K_{\text{н},\omega}$  – текущая «нефтенасыщенность к общему водородосодержанию»,  $\omega$  – водородосодержание в пласте,  $K_{\text{п.откр}}$  – коэффициент пористости, определённый при исследовании открытого ствола.

В свою очередь, коэффициент  $K_{H,\omega}$  определяется по формуле:  $K_{H,\omega} = (\langle C/O \rangle_{\text{опор}} - \langle C/O \rangle) / D_{\text{COR}}$ , где  $\langle C/O \rangle_{\text{опор}}$  – отношение C/O в интервале опорного коллектора (в качестве опорного берётся водонасыщенный песчаник),  $D_{\text{COR}}$  – вспомогательная функция для расчётов коэффициента нефтенасыщенности. Функция  $D_{\text{COR}}$  рассчитывается по формуле  $D_{\text{COR}} = g \times (\sigma_n / 0.80) \times \omega / (1 - \omega) \times (c + d \times V_{\text{кар}})$ , где  $c$  и  $d$  – некоторые константы, которые для аппаратуры АИМС равны 0.11 и 0.02, соответственно;  $\sigma_n$  – плотность нефти в пластовых условиях;  $g$  – коэффициент чувствительности, определяемый при метрологии аппаратуры,  $V_{\text{кар}}$  – объёмное содержание карбонатов в долях.

Карбонатность ( $V_{\text{кар}}$ ) рассчитывается на основе отношения Ca/Si, для этого выбирается опорной пласт (водонасыщенный коллектор), значение Ca/Si в котором берётся для расчётов карбонатности по формуле:  $V_{\text{кар}} = (\langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР}} - \langle Ca/Si \rangle_{\text{ГИНР, опор}}) / \Delta_{Ca/Si}$ , где  $\Delta_{Ca/Si}$  – коэффициент, характеризующий чувствительность аппаратуры. Пример выполненного СО-каротажа с рассчитанным коэффициентом нефтенасыщенности и другими физическими параметрами изображён на рис. 13.

В вычислениях также вводятся поправки за глинистость (за алюминий) и за муфты (уменьшение скорости счёта в муфтах колонны). Первичная обработка данных СО-каротажа и расчёт параметров будут проводиться в программе LogPWin. Вывод кривых с расчётными параметрами на планшет производится в программе Прайм.

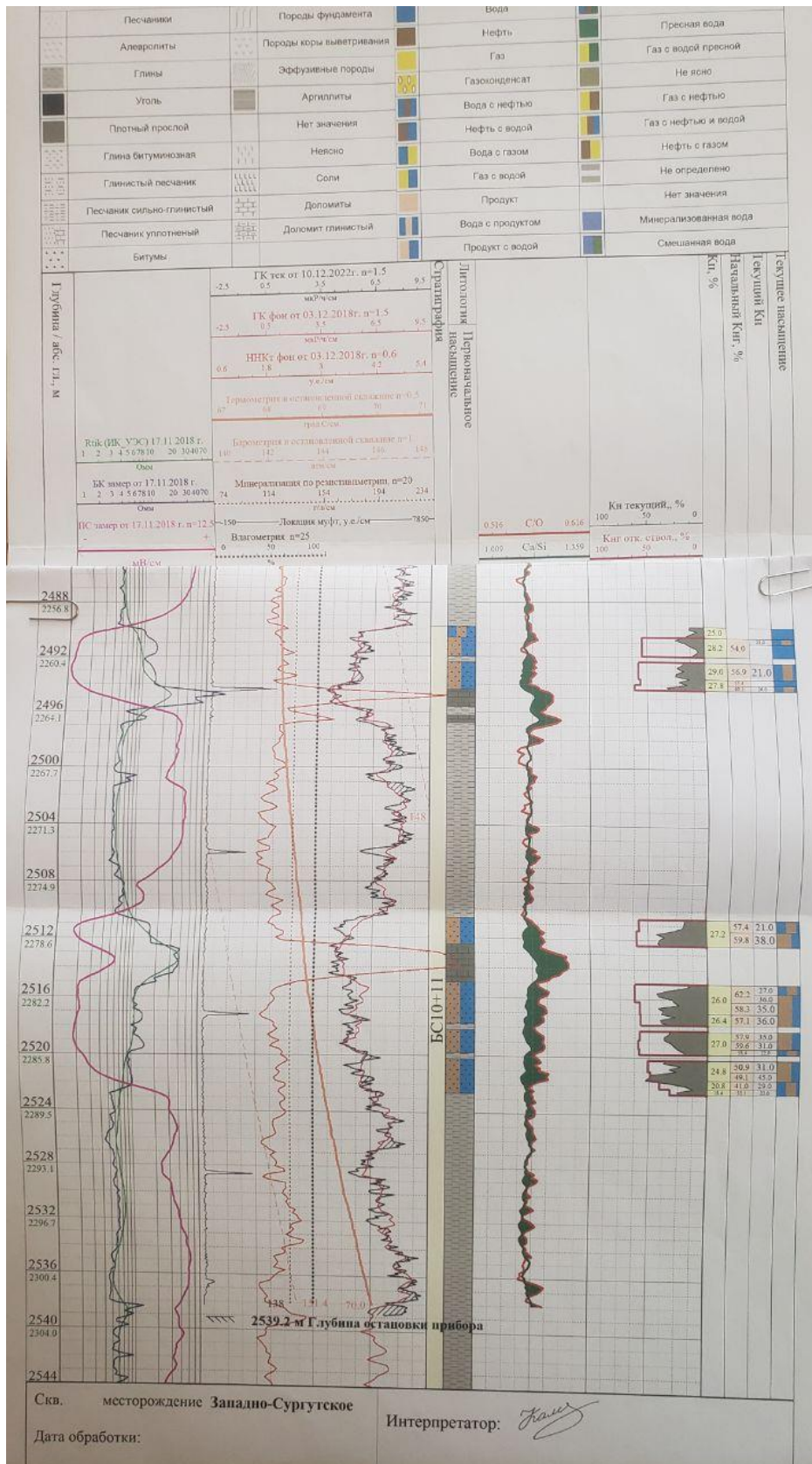


Рисунок 13 – Диаграмма СО-каротажа с рассчитанными ранее коэффициентами пористости, начальным и текущим коэффициентами нефтенасыщенности [1]

## **6. Перевод скважины на нижележащий пласт и вторичное вскрытие пласта**

По мере эксплуатации продуктивного пласта (нефти, газа, газоконденсата) водонапорным способом происходит поднятие уровня ВНК или ГВК и увеличение обводнённости пласта. При достижении максимально возможного содержания воды в продукции (вода+нефть) добычу останавливают и переводят скважину на новый продуктивный пласт. В зависимости от его расположения, перевод осуществляют либо на нижележащий, либо на вышележащий пласт.

В основном, перевод с пласта на пласт осуществляют «снизу вверх», таким образом удаётся избежать лишних затрат (например, наём работ на разбуривание цементного моста для эксплуатации нижележащего пласта). В случае, если все остальные пласты, вскрытые скважиной, выработаны (обводнённость пласта почти 100%), либо на скважине произошла авария, скважину ликвидируют. Однако, если имеются невыработанные пласты, скважину переводят в консервацию до момента, пока не будет готов проект по переводу её на другой продуктивный пласт. Таким образом, за весь период строительства, эксплуатации, и консервации время от времени накапливаются законсервированные скважины.

Целью исследований является изучение особенностей геофизических исследований в законсервированных скважинах Западно-Сургутского месторождения при вторичном вскрытии пласта-коллектора после перевода скважины на пласт ЮС<sub>2</sub>. Актуальность данных исследований заключается в улучшении и реализации комплекса геофизических работ для контроля перфорации пласта, на разработку которого была переведена скважина из фонда законсервированных скважин, что позволит использовать данный комплекс работ для других законсервированных скважин и их последующий переводов на другие пласты (в том числе и нижележащие).

## 6.1 Перевод скважины на нижележащий пласт

Добыча флюида в скважинах в основном осуществляется «снизу вверх», т.е. когда горизонт истощается, скважину переводят на один из вышележащих пластов. Поскольку в исследуемой скважине добыча нефти велась из горизонта БС<sub>10+11</sub>, который находится выше продуктивного пласта, перевод скважины будет произведён с верхнего пласта на нижний.

Технология перевода заключается в следующем: в остановленную скважину до кровли ранее перфорированного эксплуатируемого пласта нагнетают цементный раствор под давлением в существующие перфорационные отверстия. Таким образом происходит герметизация колонны цементным мостом, который в дальнейшем разбуривается. Затем следует перфорация вводимого в эксплуатацию пласта.

Так как цементный раствор является высокодисперсной системой, какая-то часть перфорационных отверстий не будет зацементирована, из-за чего при вызове притока жидкости из вводимого в разработку пласта из ранее перфорированного интервала также будет поступать вода.

Согласно патенту [13], вместо цемента следует использовать латекснефтяную имульсию, в которой соотношение компонентов следующее: латекс 10-35%, нефть 64-87%, эмультал 1-3%. Преимуществом данных составов является то, что они хорошо прокачиваются по трубам из-за их низкодисперсности. Недостатком данного состава является то, что на его прочность оказывает влияние перепады температур, концентрация смолы и соотношение её с отвердителем.

Осуществление данной технологии можно и с помощью других составов на основе полимеров, которые, смешиваясь с флюидами (вода, нефть) в перфорированном пласте, образуют гель, который может оставаться текучим достаточное время, которое необходимо для перевода скважины на другой пласт. Для составов с полимерными материалами (латекс, метас, гипан,

полиакриламид) время сохранения гелеобразного состояния составляет 10 – 72 ч.

Итого, перевод скважины на нижележащий пласт включает следующую последовательность операций:

1. Нагнетание изоляционного материала через перфорационные отверстия обсадной колонны в интервал ранее эксплуатируемого нефтяного пласта;
2. Установка цементного моста в обсадной колонне в интервал ранее эксплуатируемого нефтяного пласта;
3. Разбуривание этого цементного моста;
4. Перфорация обсадной колонны в проектном интервале;
5. Вызов притока пластового флюида из перфорированного пласта через образованные перфорационные отверстия.

Данная технология успешно применена на Падунском месторождении в скважине №269. После перфорации и вызова притока получен дебит чистой безводной нефти в объёме 9 т/сут.

## **6.2 Задачи промыслово-геофизических исследований**

После выполнения перфорации в скважине ставятся следующие геологические задачи:

- контроль перфорации
- привязка интервала перфорации

## **6.3 Описание комплекса методов**

При решении обеих задач участвует один и тот же метод – *ЛМ* (*локатор муфт*). Простейший локатор муфт состоит из двух постоянных магнитов, направленные друг к другу одноимёнными полюсами, между которыми расположена катушки индуктивности (рис. 14). Оси магнитов и катушки совпадают.



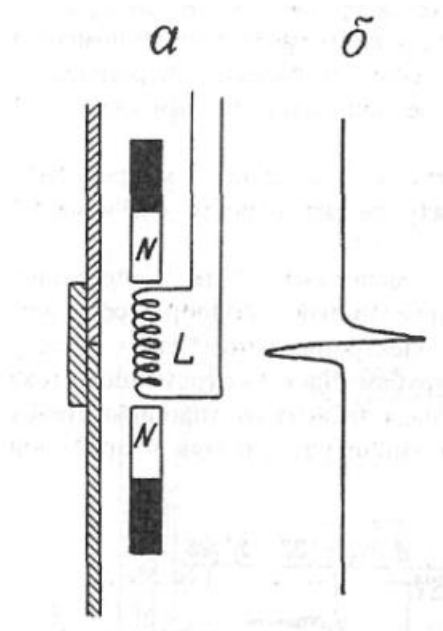


Рисунок 14 – Простейший прибор ЛМ [14]

Оба магнита создают магнитные потоки, которые проходят через обсадную колонну и катушку. При отсутствии неоднородностей в колонне магнитные потоки от обоих магнитов не меняются, поэтому выходной сигнал равен 0. При прохождении мимо муфтового соединения сначала меняется магнитный поток от верхнего магнита, затем от нижнего. На выводах катушки появляется импульс напряжения, обусловленный воздействием двух магнитных потоков от соответствующих магнитов, который регистрируется на поверхности. Выходной сигнал имеет большую амплитуду, поэтому усилитель не требуется.

Локатор муфт применяют для определения положения муфтовых соединений (колонны, трубы НКТ), а также некоторые повреждения обсадной колонны – корродированные интервалы, перфорационные отверстия, трещины (рис. 15).

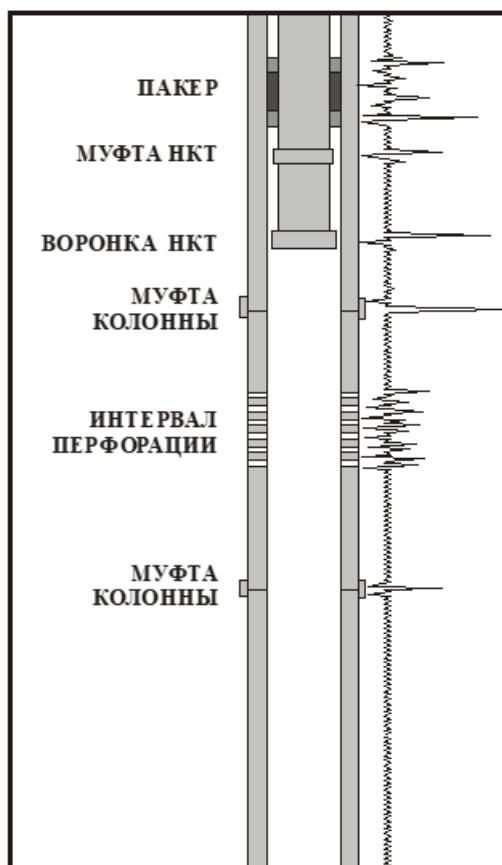


Рисунок 15 – Определение положение неоднородностей в колонне и трубах НКТ

Данный метод нужен как для определения перфорационных отверстий, так и для увязки с другими диаграммами. Однако локация муфт не позволяет привязать диаграмму к разрезу и по глубине. Для этого используется *гамма-каротаж*.

Увязку диаграммы по гамма-каротажу осуществляют с помощью кривой, записанной в открытом стволе до спуска в неё обсадной колонны. К этой кривой увязывают кривую текущего гамма-каротажа, полученную при исследовании интервала перфорации.

Задачу контроля интервала перфорации решают *термометрия* и *барометрия*.

Термометрия позволяет решить следующие задачи:

- выделение интервалов притока и поглощения;

- установление интервалов обводнения;
- выделение интервалов заколонных перетоков;
- определение мест негерметичности обсадных колонн, НКТ.

Определение фактических интервалов перфорации с помощью термометрии возможно благодаря тепловым аномалиям, возникающими после перфорации. По соотношению геотермы (базисная температурная кривая, замеренная в простаивающей скважине) или фоновой кривой температуры и замеров после перфорации определяют фактический интервал перфорации (рис. 16). Установлено, что температурная аномалия спадает в течение 24 – 48 ч. При этом более уверенный контроль интервала вторичного вскрытия коллектора достигается при использовании бескорпусных перфораторов [15].

Фоновые геотермические измерения производят в скважинах с установившимся тепловым режимом, который наступает по истечении времени, достаточного для восприятия заполняющей ствол скважины жидкостью естественной температуры пластов. Перед выполнением замеров скважина обязательно должна простоять без циркуляции не менее 10 сут [6].

При контроле интервала перфорации замеры выполняют в следующем порядке:

- 1) Первый замер (фоновый) проводят при первом спуске прибора в скважину до проектного интервала перфорации
- 2) Второй замер (текущий) проводится при спуске после перфорирования проектного интервала

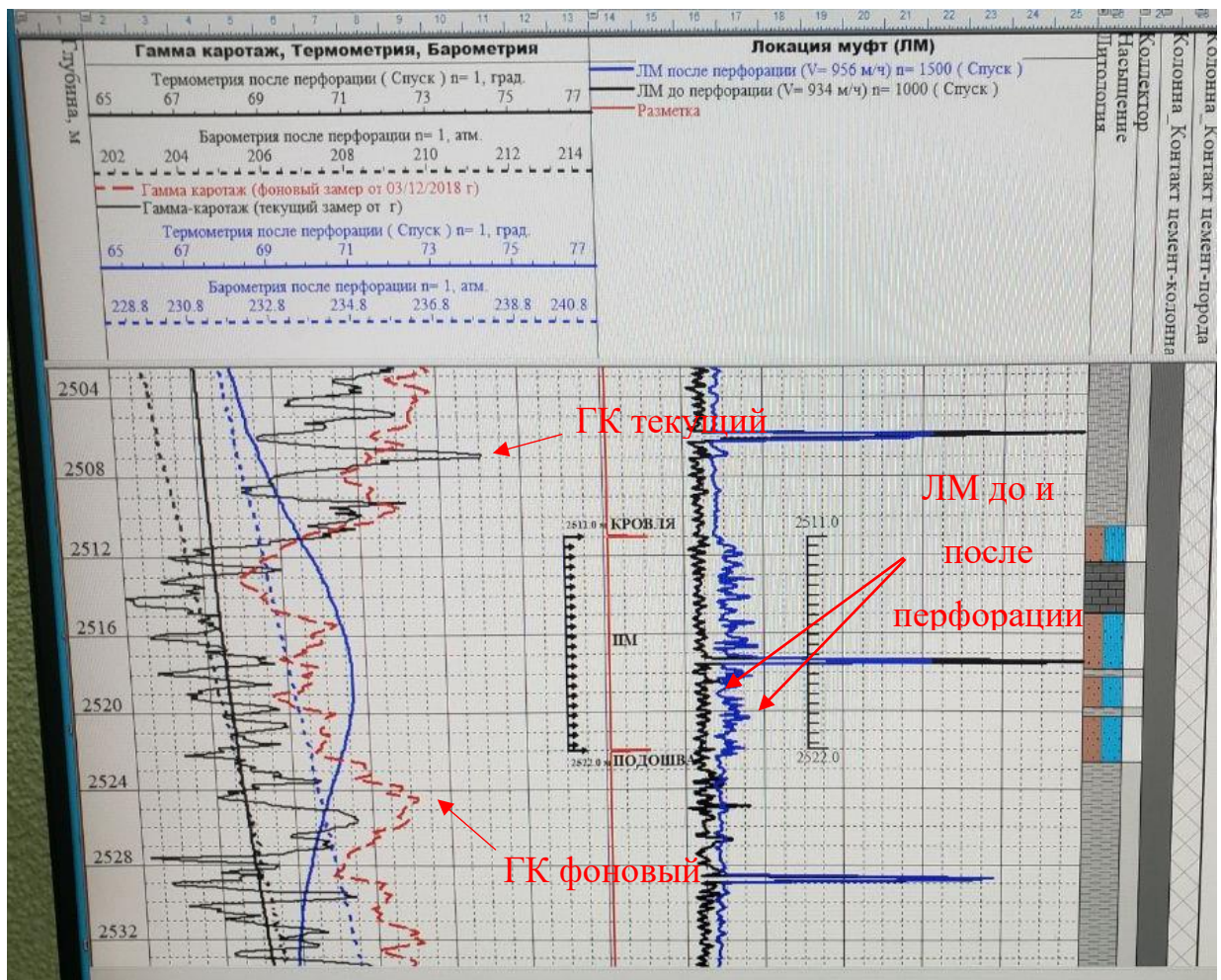


Рисунок 16 – Диаграмма контроля перфорации (чёрным – замеры до перфорации, синим – замеры после перфорации) [1]

Основная задача барометрии эксплуатационных скважин – изучение градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов нефти.

Давление, измеряемое напротив середины пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, называется забойным. В остановленной скважине забойное давление стремится к пластовому (пластовое давление). При отборе жидкости из ствола скважины забойное давление уменьшается на величину депрессии, а при нагнетании жидкости – увеличивается на величину репрессии.

Барометрия применяется для решения следующих задач:

- Определения абсолютных значений забойного и пластового давлений;
- Оценки депрессии (репрессии) на пласты;
- Определения плотности жидкости в стволе скважины;
- Определение динамического и статического уровней жидкости в стволе скважины;
- Определение глубины забоя скважины [1, 14].

Измерения абсолютных давлений и их изменений проводятся во времени на фиксированных точках глубины или по стволу скважины по глубине.

#### **6.4 Аппаратура и условия записи**

Запись *термометрии* осуществляется в интервале детальных исследований с масштабом глубин 1:200. Измеряемый параметр – градусы цельсия (°C). При этом масштаб шкалы температур будет 0,5 град/см. В интервале детальных исследований скорость зонда должна составлять 600 м/ч.

Для выявления температурных аномалий, отличающиеся от нормальных (геотерма) на несколько десятых или сотых долей градуса, применяют высокочувствительные термометры. В практике геофизических исследований в процессе непрерывного перемещения прибора по скважине наибольшее применение нашли электрические термометры. В качестве чувствительного элемента в данных термометрах выступает резистор, изготовленный из металла, имеющего высокое значение температурного коэффициента сопротивления [14, 15].

Запись *барометрии* будет проводиться в интервале детальных исследований в масштабе 1:200. Измеряемый параметр – давление в атмосферах (атм.). Масштаб кривой – 1 атм/см. Скорость в интервале детальных исследований должна составлять 600 м/ч.

Для измерения давления в скважинах используются разные скважинные манометры (разные чувствительные элементы). Для работы в скважине в основном используются элементы, которые способны преобразовать механическое воздействие и превратить в электрический сигнал. На данный момент, в геофизической аппаратуре при изучении на кабеле используются тензометрические датчики [14].

Запись *гамма-каротаж* будет проводиться в интервале детальных исследований в масштабе 1:200. Измеряемый параметр – мощность экспозиционной дозы (мкР/ч). Масштаб кривой – 1 мкР/ч на 1 см. Скорость в интервале детальных исследований должна составлять 300 м/ч.

Запись *Локатора муфт* будет проводиться в интервале детальных исследований в масштабе 1:200. Скорость в интервале детальных исследований должна составлять 600 м/ч.

Исследование проектного и фактического интервала перфорации будет осуществляться скважинным прибором PLT-9 (рис. 17).

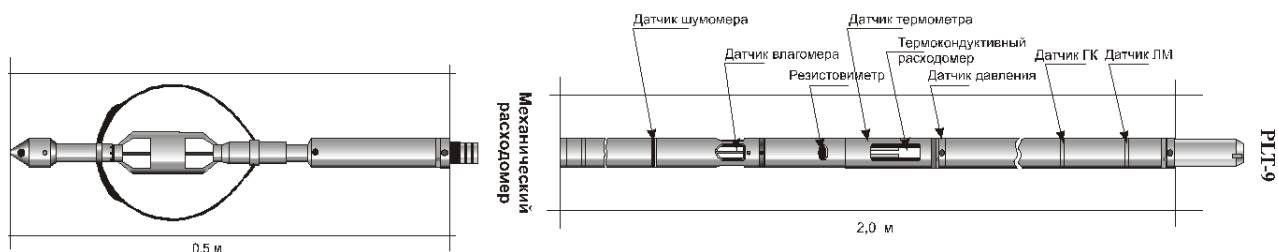


Рисунок 17 – Скважинный прибор PLT-9

Данный комплекс обеспечивает исследования в скважинах при температуре окружающей среды 125°C и гидростатическом давлении до 60 МПа и одножильным грузонесущем геофизическим кабелем до 6000 м.

Прибор PLT9, предназначен для проведения полного комплекса исследований по контролю за разработкой и включает в себя:

- датчик термометра - чувствительный термометрический элемент (терморезистор);

- датчик давления – мостовой тензопреобразователь Д100-2;
- датчик термокондуктивного расходомера;
- локатор муфт;
- датчик уровня естественного гамма-излучения;
- датчик влагомера;
- электромагнитный датчик резистивиметра;
- датчик уровня акустических шумов (в проекте) [16].

## 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 7.1 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. Оценочная карта приведена в табл. 4.

Таблица 4 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентно-способность	
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>
1	2	3	4	5	6



<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,17	5	4	0,85	0,68
2. Энергоэкономичность	0,07	5	4	0,35	0,28
3. Надёжность	0,1	5	5	0,5	0,5
4. Безопасность	0,1	5	5	0,5	0,5
<b>Экономические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Срок проникновения на рынок	0,15	4	4	0,6	0,6
2. Цена	0,2	4	2	0,8	0,4
3. Наличие сертификации разработки	0,08	3	3	0,24	0,24
4. Финансирование научной разработки	0,08	3	3	0,24	0,24
5. Конкурентноспособность исследования	0,05	4	3	0,2	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>38</b>	<b>33</b>	<b>4,28</b>	<b>3,59</b>

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:  $K = \sum V_i * B_i$ , где  $K$  – конкурентноспособность научной разработки или конкурента,  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы),  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

В результате анализа конкурентных технических решений рассчитаны конкурентноспособности разработки и аналога конкурентов, которые равны соответственно 4,28 и 3,59. Уязвимость позиции конкурента состоит в менее удобной эксплуатации исследования, его энергоэкономичности, а также цене и конкурентноспособности, в то время как у стороны разработки эти критерии

выполнены лучше. Таким образом, данная разработка является более конкурентноспособной.

## **7.2 SWOT - анализ**

SWOT (Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы)) – анализ НИ, позволяющий оценить факторы и явления, способствующие или препятствующие продвижению проекта на рынок.

SWOT-анализ проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Сильные стороны — это факторы, которые положительно сказываются на развитии проекта. Сюда обычно включают все, что превращает функционирование в успешную и конкурентную работу.

Слабые стороны— это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта: тенденцию, изменение или предполагаемую потребность, которая поддерживает спрос на результаты проекта и позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем. В качестве угрозы может

выступать барьер, ограничение или что-либо еще, что может повлечь за собой проблемы, разрушения, вред или ущерб, наносимый проекту.

На первом этапе SWOT анализа в табл. 5 были описаны сильные и слабые стороны проекта, выявлены возможности и угрозы реализации НИ.

Таблица 5 - Матрица SWOT

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Энергоэкономичность С2. Удобство эксплуатации С3. Надёжность (100% получение желаемой информации) С4. Актуальность	Сл.1. Использование старой информации Сл.2 Применение технологии, которая редко используется Сл.3 Отсутствие финансирования Сл.4 Отсутствие сертификата разработки
Возможности	Угрозы
В1. Спрос на проект в других компаниях помимо целевой В2. Повышение стоимости конкурентных разработок В3. Использование инфраструктуры ПАО «Сургутнефтегаз»	У1. Отсутствие спроса У2. Более привлекательные проекты конкурентов У3. Несвоевременное финансовое обеспечение

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 6 и 7.

Таблица 6 - Интерактивная таблица сильных и слабых сторон и возможностей

	Сильные стороны	Слабые стороны

Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	+	+	+	-	0	-	+
	B2	-	-	-	-	-	-	-	-
	B3	-	+	-	-	-	-	-	-

Таблица 7 - Интерактивная таблица сильных и слабых сторон и угроз

	Сильные стороны				Слабые стороны				
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	+	+	+	0	+
	У2	+	+	+	+	+	+	0	+
	У3	-	-	-	-	-	-	0	+

Таким образом, наблюдаются следующие корреляции: В1С1С2С3С4Сл4, В3С2, У1У2С1С2С3С4Сл1Сл2Сл4 и У3Сл4. Таким образом, спрос на проект в других компаниях является самой искомой и перспективной возможностью для финансирования проекта. Однако самыми опасными угрозами являются отсутствие спроса и заинтересованность потребителя в проектах конкурентов.

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в табл.8.

Таблица 8 - Сводная матрица SWOT

	Сильные стороны: С1. Энергоэкономичность С2. Удобство эксплуатации	Слабые стороны: Сл.1. Использование старой информации
--	--	--

	С3. Надёжность (100% получение желаемой информации) С4. Актуальность	Сл.2 Применение технологии, которая редко используется Сл.3 Отсутствие финансирования Сл.4 Отсутствие сертификата разработки
Возможности:  В1. Спрос на проект в других компаниях помимо целевой В2. Повышение стоимости конкурентных разработок В3. Использование инфраструктуры ПАО «Сургутнефтегаз»	Благодаря энергоэкономичности, надёжности и удобству эксплуатации данным проектом могут заинтересоваться другие нецелевые компании. Повышение стоимости проектов конкурентов приведёт к тому, что предлагаемый проект может быть рассмотрен одним из первых.	Появление спроса на проект в других компаниях приведёт к решению проблемы отсутствия финансирования и сертификата разработки. Использование инфраструктуры предприятия поможет актуализировать имеющуюся информацию.
Угрозы:  У1. Отсутствие спроса У2. Более привлекательные проекты конкурентов У3. Несвоевременное финансовое обеспечение	Сильные характеристики проекта могут не удовлетворять компании-потребители разработки. Кроме того, наиболее привлекаемые характеристики могут иметь проекты конкурентов	Отсутствие спроса и финансирования приведёт к невозможности получения сертификата разработки и невозможности реализации проекта

### **7.3 Определение возможных альтернатив поведения научных исследований**

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

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

Научно-технический прогресс не стоит на месте и развивается очень стремительно. Из этого следует, что разрабатываемые сейчас технические проекты скоро могут стать не актуальными. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с учетом их дальнейшего развития. Это означает, что системы электроснабжения, разрабатываемые в наше время, должны уметь приспосабливаться к условиям новой среды, т.е. быть динамичными. Поэтому необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой системы электроснабжения данного предприятия. Удобнее всего рассматривать имеющиеся варианты в виде морфологической матрицы, приведенной в табл. 9.

Таблица 9 - Альтернативы проведения исследования

	1	2	3
А. Направление скважины	Вертикальная	Наклонно-направленная	Горизонтальная
Б. Геофизические методы	Электрические	Радиоактивные	Электромагнитные
В. Материал обсадных труб	Сталь	нПВХ (поливинилхлорид)	ПНД (полимер низкого давления)

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для созданной морфологической матрицы выделяются следующие наиболее перспективные пути развития разрабатываемой схемы снабжения: А1Б1В1, А2Б2В1, А1Б3В2.

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

Наиболее приемлемым является второй вариант, так как сочетает в себе высокую экономичность и надежность.

#### 7.4 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Перечень этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 10.

Таблица 10 - Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Выбор направления исследований	Дипломник
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Дипломник

Выбор направления исследований	4	Календарное планирование работ	Руководитель Дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Создание процесса измерения толщины термоизоляционных материалов	Руководитель Дипломник
	6	Разработка методики	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Дипломник
Оформление отчета по НИР	8	Составление пояснительной записки	Дипломник

### 7.5 Определение трудоёмкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоёмкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоёмкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, который зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоёмкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:  $t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}$ , где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоёмкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.,  $t_{\min i}$  – минимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.,  $t_{\max i}$  – максимально возможная трудоёмкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ по нескольким исполнителями:  $T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}$ , где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.,  $t_{ожі}$  – ожидаемая



трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.,  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

## 7.6 Разработка график проведения научного исследования

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

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построение графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:  $T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$ , где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях,  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях,  $k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})}$ , где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году,  $T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году,  $T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Расчет коэффициента календарности:  $k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} =$

$$\frac{365}{365 - 118 - 14} = \frac{365}{233} \approx 1,57.$$

Таблица 11 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$			Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$		
	$t_{min}$ , чел-дни			$t_{max}$ , чел-дни			$t_{ож}$ , чел-дни				исп.1	исп.2	исп.3	исп.1	исп.2	исп.3
	исп.1	исп.2	исп.3	исп.1	исп.2	исп.3	исп.1	исп.2	исп.3							
Выбор темы ВКР	3	3	3	5	5	5	3,8	3,8	3,8	Студент, научный руководитель	1,9	1,9	1,9	3	3	3
Составление и утверждение технического задания	4	4	4	7	7	7	5,2	5,2	5,2	Научный руководитель	5,2	5,2	5,2	8,164	8,164	8,164
Подбор и изучение материалов по теме	6	6	6	10	8	9	7,6	6,8	7,2	Студент	7,6	6,8	7,2	12	10,676	11,304
Выбор направления исследования	3	3	3	7	5	6	4,6	3,8	4,2	Студент, научный руководитель	2,3	1,9	2,1	3,611	3	3,297
Календарное планирование работ	2	2	2	5	4	4	3,2	2,8	2,8	Студент, научный руководитель	1,6	1,4	1,4	2,512	2,198	2,198
Изучение литологического и тектонического строения района	10	9	10	13	15	14	11,2	11,4	11,6	Студент	11,2	11,4	11,6	17,58	17,9	18,21
Анализ ранее проведённых ГИС	10	10	10	13	13	12	11,2	11,2	10,8	Студент	11,2	11,2	10,8	17,58	17,58	16,96

Изучение схемы расположения месторождений, выбор скважин	4	4	4	6	6	6	4,8	4,8	4,8	Студент	4,8	4,8	4,8	7,54	7,54	7,54
Построение геолого-технологической модели	10	5	8	15	11	14	12	7,4	10,4	Студент, научный руководитель	6	3,7	5,2	9,42	5,81	8,16
Выбор методики и техники исследования	12	8	9	15	11	10	13,2	9,2	9,4	Студент	13,2	9,2	9,4	20,72	14,44	14,76
Оценка эффективности полученных результатов	14	10	13	16	13	15	14,8	11,2	13,8	Студент	14,8	11,2	13,8	23,24	17,58	21,67
Написание раздела «Финансовый менеджмент»	6	6	6	9	9	9	7,2	7,2	7,2	Студент	7,2	7,2	7,2	11,304	11,304	11,304
Написание раздела «Социальная ответственность»	5	8	5	7	12	7	5,8	9,6	5,8	Студент	5,8	9,6	5,8	9,106	15,072	9,106
Оформление ВКР	6	6	6	7	7	7	6,4	6,4	6,4	Студент	6,4	6,4	6,4	10,05	10,05	10,05

Таблица 12 – Календарный план-график проведения научного исследования

№ раб.	Вид работ	Исполнители	Т <sub>кi</sub> , кал. дней	Продолжительность выполнения работы																	
				январь			февраль			март			апрель			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1		
1	Выбор темы ВКР	Студент, научный руководитель	3	█	█																
2	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	8,164	█																	
3	Подбор и изучение материалов по теме	Студент	10,676		█	█	█	█													
4	Выбор направления исследования	Студент, научный руководитель	3			█	█														
5	Календарное планирование работ	Студент, научный руководитель	2,198			█	█														
6	Изучение литологического и тектонического строения района	Студент	17,9				█	█	█	█	█	█	█	█							



## 7.7 Бюджет научно-технического исследования

В бюджет НТИ входят следующие затраты:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

### 7.7.1 Расчёт материальных затрат НТИ

Расчёт материальных затрат НТИ осуществляется по следующей формуле:  
$$Z_m = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m C_i * N_{расхi}$$
 где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;  $N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.);  $C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м<sup>2</sup> и т.д.);  $k_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Расчёты приведены в табл. 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (Z <sub>м</sub> ), руб.		
		исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп.1	исп.2	исп.3
Тетрадь для записей	шт.	1	1	1	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3	83,3
Ручка	шт.	3	3	3	12,8	12,8	12,8	38,4	38,4	38,4
Карандаш	шт.	1	1	1	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3	21,3

Маркер текстовыделитель	шт.	1	1	1	58,7	58,7	58,7	58,7	58,7	58,7	
Электроэнергия	кВт*ч	300	260	280	4,04	4,04	4,04	1212	1050,4	1131,2	
Услуги связи (интернет)	мес.	5	5	5	350	350	350	1750	1750	1750	
Транспортно-заготовительные расходы (10%)								316,37	300,21	308,29	
								Итого:	3480,0	3302,3	3391,1
									7	1	9

### **7.7.2 Расчёт затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ**

В расчёт затрат на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольноизмерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Для выполнения данного проекта были использованы следующие программные продукты: Microsoft Office (Word + Excel), Corel Draw 2018 (для оцифровки карт и создания рисунков для оформления работы).

Стоимость оборудования, используемого при выполнении конкретного НТИ и имеющегося в данной научно-технической организации, учитывается в калькуляции в виде амортизационных отчислений. Так стоимость ноутбука составляет 50 тыс. руб.

Расчёт затрат на спец. оборудование приведён в табл. 14.

Таблица 14 – Расчёт бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

Наименование	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования, тыс. руб.		
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Ноутбук	1	1	1	50	50	50	50	50	50
CorelDraw 2018	1	1	1	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Microsoft Office	2	2	2	10	10	10	20	20	20
Итого:							81,6	81,6	81,6

### 7.7.3 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:  $S_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}$ , где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя рассчитывается по следующей формуле:  $Z_{осн} = Z_{дн} * T_{раб}$ , где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_{раб}$  - продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.,  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:  $Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d}$ , где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней  $M = 10,4$  месяца, 6-дневная неделя;  $F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. Основные показатели рабочего времени приведены в табл. 15.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени



Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни	104	104
– праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
– отпуск	24	24
– невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	223	223

Месячный должностной оклад работника (руководителя):  $Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p$ , где  $Z_{tc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.,  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 процентов от  $Z_{tc}$ ),  $k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5,  $k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{tc}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{ci} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_T$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Расчёты основной заработной платы по приведённым выше формулам занесены в табл. 16.

Таблица 16 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	$k_T$	$Z_{tc}$ , руб	$k_{пр}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель	Доцент	-	39300	0,3	0,3	1,3	81744	4105,5	18	73899
Студент	Техник	-	600	0,3	0,2	1,3	1170	58,76	82	4818
Итого										78717

#### 7.7.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 12 – 15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:  $Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн}$ , где  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата,

руб.,  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной зарплаты (на стадии проектирования принимается равным 0,12),  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб. Расчёт дополнительной заработной платы приведён в табл. 17.

Таблица 17 – Заработная плата исполнителей НТИ

Заработная плата	Руководитель	Студент
Основная зарплата, руб.	73899	4818
Дополнительная зарплата, руб.	8867,88	578,16
Итого:	82766,88	5396,16

#### 7.7.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:  $Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}})$ ,  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования). На основании пункта 1 ст. 58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году вводится пониженная ставка страховых взносов – 27,1%. Отчисления во внебюджетные фонды приведены в табл. 18.

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	73899	8867,88
Студент	4818	578,16
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	27,1%	
Отчисления, руб.	21332	3969
Итого	25301	

### 7.7.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по формуле:  $Z_{\text{накл}} = (\sum \text{статей}) \cdot k_{\text{нр}}$ , где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Накладные расходы для исполнения 1 составили:

$$Z_{\text{накл}} = (3480,07 + 81600 + 82766,88 + 5396,16 + 25301) \cdot 0,16 = 31767 \text{ руб.}$$

Накладные расходы для исполнения 2 составили:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (3302,31 + 81600 + 82766,88 + 5396,16 + 25301) \cdot 0,16 \\ &= 31738,6 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Накладные расходы для исполнения 3 составили:

$$\begin{aligned} Z_{\text{накл}} &= (3391,19 + 81600 + 82766,88 + 5396,16 + 25301) \cdot 0,16 \\ &= 31752,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

### 7.7.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно–исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно–исследовательский проект приведено в табл. 19.

Таблица 19 – Расчёт бюджета НИТ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	
1. Материальные затраты НИТ	3480,07	3302,31	3391,19	Пункт 7.7.1
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	81600	81600	81600	Пункт 7.7.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	78717	78717	78717	Пункт 7.7.3

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9448,04	9448,04	9448,04	Пункт 7.7.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	25301	25301	25301	Пункт 7.7.5
6. Накладные расходы	31767	31738,6	31752,8	Пункт 7.7.6
7. Бюджет затрат	230313,11	230106,95	230210	Сумма статей 1-6

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

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}$ , где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки,  $\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения,  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Максимальная стоимость для трёх аналогов равна 209098,03 руб. Таким образом, интегральный финансовый показатель разработки для всех трёх аналогов равен:

1.  $I_{\text{фин.р}}^{\text{исп1}} = \frac{230313,11}{230210} = 1,0004;$
2.  $I_{\text{фин.р}}^{\text{исп2}} = \frac{230106,95}{230210} = 0,99955;$
3.  $I_{\text{фин.р}}^{\text{исп3}} = \frac{230210}{230210} = 1.$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:  $I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a$ , где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов,  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра,  $b_i^a$  и  $b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в табл. 20.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

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

$$I_{p-исп1} = 0,1 * 4 + 0,15 * 3 + 0,15 * 2 + 0,2 * 3 + 0,25 * 4 + 0,15 * 4 = 3,35;$$

$$I_{p-исп2} = 0,1 * 5 + 0,15 * 5 + 0,15 * 5 + 0,2 * 5 + 0,25 * 5 + 0,15 * 5 = 5;$$

$$I_{p-исп3} = 0,1 * 5 + 0,15 * 4 + 0,15 * 4 + 0,2 * 5 + 0,25 * 5 + 0,15 * 4 = 4,55;$$

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{фин.р}^{исп1}} = \frac{3,35}{1,0004} = 3,35$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{фин.р}^{исп1}} = \frac{5}{0,99955} = 5$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{фин.р}^{исп1}} = \frac{4,55}{1} = 4,55$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{ср}$ ):  $\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп2}}{I_{исп1}}$ . Результаты приведены в табл. 21.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,98	0,9995	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	3,35	5	4,55
3	Интегральный показатель эффективности	3,35	5	4,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	1,1	0,91

Вывод: в ходе выполнения данного раздела оптимальным был выбран вариант исполнения 2, который заявлен в данном проекте. Этот вариант выгоден как с позиции финансовой, так и ресурсной эффективности.

## **8. Социальная ответственность**

### **8.1 Введение**

В представленной работе описывается комплекс геофизических методов исследования законсервированных скважин Западно-Сургутского месторождения. Указанный комплекс ГИС необходим для определения текущих ВНК и коэффициента нефтенасыщенности, по которым будет решаться вопрос о переводе скважины на новый продуктивный пласт. Исследования скважин осуществляет геофизическая партия.

В качестве рабочей зоны партии выступают скважина и геофизическая лаборатория, содержащая каротажный подъёмник, геофизическую станцию и подключённый к ней ноутбук. Сама рабочая зона находится в умеренно континентальной климатической зоне. Работа партии состоит из спуска и подъёма скважинных приборов, наблюдение за физическими параметрами СПО (скорость, натяжение кабеля), записи каротажных кривых в интервалах исследования.

### **8.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В ОАО «Сургутнефтегаз» работники, осуществляющие геофизические работы, работают вахтовым методом. Режим рабочего времени и отдыха при работе вахтовым методом устанавливается и утверждается работодателем (ТК РФ Статья 301).

Хранение, использование и передачу персональных данных работников при трудоустройстве регламентируется главой 14 ТК РФ «Защита персональных данных работника».

При работе вахтовым методом в районах Крайнего севера для работников устанавливается районный коэффициент и процентные надбавки к заработной плате (в том числе надбавка за вахтовый метод работы). Также работодатель имеет право компенсировать работнику расходы на оплату проезда от места жительства до места нахождения работодателя (статья 302 ТК РФ). В случае,

если работники проживают не в общежитиях предприятия, а в съёмных местах жительства, работодатель обязан возместить затраты на съём жилья, а также дополнительные расходы (суточные, полевое продовольствие) (статья 168\_1 ТК РФ). Выполняемая работа связана с вредными и опасными условиями труда, поэтому оплата труда вахтовиков устанавливается в повышенном размере – 4% оклада (статья 147 ТК РФ).

Согласно статье 221 ТК РФ, для защиты от воздействия опасных и вредных факторов производственной среды работникам выдаются индивидуальные средства защиты (спец. одежда, обувь) и смывающие средства. Все возможные средства коллективной и индивидуальной защиты представлены в ГОСТ 12.4.011-89 [17]. Эргономические требования к рабочему месту в передвижной геофизической лаборатории представлены в ГОСТ 12.2.003-91 [18].

### 8.3 Производственная безопасность

Опасные и вредные производственные факторы представлены в ГОСТ 12.0.003-2015. Факторы, которым подвержены работники геофизической партии, указаны в табл. 22.

Таблица 22 - Опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте геофизика

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [19]
2. Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [19] ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности» [20]
3. Производственные факторы, связанные со световой средой	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [19] 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности» [21]



4. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека	Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерий и классификация условий труда» [22]
5. Укусы насекомых и животных	ТК РФ Статья 221 «Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты» ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [17]
6. Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твёрдых тел и их поверхностей	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [19] ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация» [23]
7. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [24]
8. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги	СО 153-34.03.603-2003 «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [25], ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические, Общие требования безопасности» [26] ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление» [27]
9. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений	СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности [28] СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)» [29]

#### 8.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Работа геофизической партии осуществляется при любых погодных условиях. Для условий Западной Сибири, температура зимой (в полевых условиях) составляет от  $-40^{\circ}\text{C}$  до  $-20^{\circ}\text{C}$ , летом от  $+15^{\circ}\text{C}$  до  $+35^{\circ}\text{C}$ .

Для работы в летнее время в комфортных условиях следует использовать облегчённый комплект одежды: спец. одежда (куртка, штаны, резиновые

ботинки), каска, защитные очки, беруши либо наушники, перчатки прорезиненные.

В зимнее время года для работы в комфортных условиях следует применять следующий комплект одежды: утеплённая спец. одежда (утеплённые куртка, штаны, ботинки), прорезиненные варежки, тёплая шапка, каска.

Профилактика перегревания и переохлаждения осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха.

Также помещение, в котором происходит запись каротажных кривых, должно быть оборудовано кондиционером. Микроклимат в производственных помещениях категории Ia (в геофизической лаборатории) регламентируется согласно СанПиН 1.2.3685-21 [19]. Оптимальные величины параметров микроклимата в производственном помещении (геофизической лаборатории) для холодного и тёплого времён года представлены в табл. 23.

Таблица 23 - Оптимальные величины параметров микроклимата на рабочих местах производственных помещений [19]

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	60-40	0,1
Тёплый	23-25	22-26	60-40	0,1

2. Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде

В качестве акустических колебаний, возникающих в производственной среде, можно отнести шум, создаваемый работой каротажного подъёмника, а также приборов, находящихся внутри геофизической лаборатории (ноутбук). При длительном воздействии шума высокой интенсивности у работника может наблюдаться потеря слуха, увеличение риска артериальной гипертензии и болезней сердечно-сосудистой и нервной систем [20].

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [19], максимальный уровень шума не должен превышать 80 дБА. Стены лаборатории выполнены из шумоподавляющего материала, поэтому шум от каротажного подъёмника внутри лаборатории ослабляется. Шум ноутбука не превышает 35 дБ.

При непосредственном присутствии рядом с подъёмником во время его работы шум может превышать 80 дБА. В связи с этим, работодателем предпринимаются меры по снижению уровня шума при близком расположении к подъёмнику, в том числе применение индивидуальных средств защиты – берушей или наушников.

### 3. Производственные факторы, связанные со световой средой

При выполнении ГИС в ночное время суток часть работы, заключающаяся в запуске скважинных приборов в устье скважины и слежка за работой каротажного подъёмника, предусматривает организацию искусственного освещения рабочего пространства рядом со скважиной. Отсутствие освещённости или недостаточная освещённость (ниже нормированных) затрудняют работу, а длительное влияние данного вредного фактора влечёт к образованию близорукости и других болезней глаз, появляются головные боли.

Согласно нормативному документу 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности» [21], при проведении ГИС на скважине следует обеспечить нормы освещённости, указанные в таблице 24.

При ведении записи кривых параметров в ходе каротажа, осуществляемая в помещении на ноутбуке, согласно СанПиН 1.2.3685-21 [19], при общем искусственном освещении освещённость должна быть не менее 200 люкс.

Таблица 24 - Нормы освещённости и качественных показателей освещения

	Рабочая поверхность	Нормируемая освещённость	Коэффициент пульсации	Показатель ослеплённости
--	---------------------	--------------------------	-----------------------	--------------------------

Помещение, участок, рабочее место		Общее освещение при разрядных лампах, лк	Общее освещение при лампах накаливания, лк		
Каротажная лаборатория	На уровне 0,8 м от пола	200	100	20	40
Кабина машиниста каротажного подъёмника	Пульт	50	50		
Каротажный подъёмник	Барабан, ролик, скуллера	30	30		
Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок-баланса от подвесного блока до устья скважины	Кабель	10	10		
	Кабель	30	30		
Блок-баланс		30	30		
Устье скважины		75	75		
Зарядка ПВА в помещении вне здания	Место зарядки	200	100	20	40
	Место зарядки	75	75		
Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков				

#### 4. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

В качестве источников психофизиологического воздействия на организм человека выступают физические перегрузки, включающие статические перегрузки и динамические перегрузки, связанные с массой поднимаемого и перемещаемого вручную груза, а также нервно-психические перегрузки, связанные напряжённостью трудового процесса (напряжение анализаторов, эмоциональные перегрузки). При физических перегрузках могут появиться заболевания мышечной системы, заболевания связок и суставов, переутомление, а также снижение иммунитета.

Нормы нагрузки трудового процесса регламентируются нормативным документом Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерий и классификация условий труда»

[22]. Для предотвращения перегрузок следует соблюдать нормы нагрузки, приведённые в табл. 25.

Таблица 25 - Нормы показателей напряжённости

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный <i>легкая физическая нагрузка</i>	Допустимый <i>средняя физическая нагрузка</i>	Вредный ( <i>тяжелый труд</i> )	
			1 степени	2 степени
	1	2	3.1	3.2
Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг)				
Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)	до 15	до 30	до 35	более 35
Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение смены	до 5	до 15	до 20	более 20
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа, смены: - с рабочей поверхности - с пола	до 250 до 100	до 870 до 435	до 1500 до 600	более 1500 более 600

При высоких и низких температурах на открытой местности предусмотрены перерывы для обогрева или охлаждения не более чем через 2 часа пребывания на открытой территории. При работе в поле при нормальных температурах перерывы не регламентированы и недостаточной продолжительности – до 3% рабочего времени.

#### 5. Укусы насекомых и животных

Работа в полевых условиях неизбежно приводит к появлению укусов кровососущих насекомых и, в редких случаях, некоторых животных (волков, медведей, змей, собак).

Насекомые и животные являются переносчиками многих заболеваний. Последствия укусов сильно различаются: начиная от зуда или повышения температуры и заканчивая летальным исходом (крайне редко). Животные же, в свою очередь, часто являются переносчиками бешенства.

Для защиты от укусов насекомых работодателями в соответствии со статьей 221 ТК РФ, а также ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [17] выдаются средства индивидуальной защиты, к которым относятся спец. одежда, каска, прорезиненные обувь и перчатки, защитные очки, а также средства для нанесения на кожу (репелленты). Рекомендуется в летнее время года носить закрытую одежду. Для защиты от укусов животных следует применять индивидуальные и коллективные средства защиты:

- отпугивающие средства: шумовые баллончики и распылители;
- ограждения рабочей зоны;
- звуковые предупреждения о присутствии диких животных в рабочей зоне

Кроме того, все работники, согласно статье 21 ТК РФ имеют право на обязательное социальное страхование и возмещение вреда, причинённого ему в связи с исполнением трудовых обязанностей.

6. Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твёрдых тел и их поверхностей

В качестве источника общей вибрации выступает только каротажный подъёмник, отделённый от геофизической лаборатории стеной. При длительном воздействии общей вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный и тактильный. В качестве профессиональных болезней выступают головокружения, нарушение координации движений, симптомы укачивания, нарушения зрительных функций.

Каротажный подъёмник создаёт общую вибрацию категории 3а. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [19], уровень общей вибрации в рабочей зоне не должен превышать 97 дБ по осям X и Y, и 100 дБ по оси Z. Так как уровень вибрации при работе каротажного подъёмника, отделённого от геофизической

лаборатории стеной, неизвестен, в качестве превентивных методов следует предусмотреть необходимые средства индивидуальной защиты. Согласно ГОСТ 26568-85 [23], к таковым относятся следующие: для рук (перчатки, рукавицы), для ног (виброизолирующая обувь, стельки, наколенники), для тела (нагрудники, пояса, специальные костюмы).

7. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести

При работе в полевых условиях возникает много способов травматизма от механических воздействий, в частности, от взаимодействия с шероховатыми и/или острыми предметами и инструментами, а также от механических ударов предметов об части тела, что приводит к царапинам, ушибам и переломам. Это может происходить из-за пренебрежения правилами техники безопасности, невнимательности, а также из-за внештатных ситуаций.

Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [24], работники допускаются к самостоятельной работе только после прохождения инструктажа по всем видам техники безопасности при эксплуатации оборудования и успешной аттестации. Кроме того, работодатель обязан обеспечить работников индивидуальными средствами защиты и обучить работников пользоваться ими. Работники также должны сами проявлять инициативу для соблюдения своей и чужой безопасности. 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.

8. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действием которого

попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги

При проведении полевых работ на скважине в качестве основных источников поражения электрическим током являются открытые части электротехнического оборудования, а именно каротажного подъёмника, геофизической станции, скважинных приборов.

Травмы, получаемы от воздействия электричества, делятся на местные и общие.

Для предотвращения непосредственного контакта работников с электричеством должны соблюдаться правила эксплуатации электротехнического оборудования и индивидуальных средств защиты от электричества (СО 153-34.03.603-2003 [25], ГОСТ 12.2.007.0-75 [26], ГОСТ 12.1.030-81 [27]). Предупреждение электротравматизма осуществляется при помощи соблюдения следующих правил:

- обеспечение защитного заземления электроприборов для защиты от поражения электрическим током нетоковедущих частей, если те находятся под напряжением из-за нарушения изоляции;
- предотвращение доступа к тем частям электрооборудования, которые находятся под напряжением и к которым работник может получить доступ;
- соблюдать правила, указываемые на цветных плакатах, расположенных рядом с электроприборами;
- применение индивидуальных средств защиты при работе с кабелями и электроприборами (прорезиненные перчатки и ботинки);
- проведение плановой проверки электроприборов на работоспособность, заполнение соответствующего журнала;



- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- проведение инструктажей по электробезопасности и проведение учений по обращению с электроприборами.

## 9. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений

Основным видом ионизирующего излучения при проведении данных ГИС является нейтронное, создаваемое несъёмным генератором нейтронов, входящим в состав геофизической аппаратуры и запускаемый только с помощью электрических сигналов каротажной станции.

Воздействие ионизирующего излучения может оказать два вида эффектов: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой ожог, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода) и стохастические беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Согласно СанПиН 2.6.1.2523 (НРБ-99) [29], при нейтронном излучении с энергией нейтронов 14 МэВ, эффективная доза на поглощённый флюенс составляет  $3,33 \cdot 10^2$ , для которой допустимая плотность потока моноэнергетических нейтронов в год составляет  $9,81 \frac{1}{\text{с} \cdot \text{см}^2}$ . Таким образом, близкое расположение к включённому генератору нейтронов в течении 1 секунды может повлечь тяжёлые лучевые болезни. В связи с этим, следует соблюдать следующие правила:

- включение генератора нейтронов дистанционно только при достижении проектного интервала исследований
- постоянная проверка дозиметра на предмет превышения эффективной дозы

- операции по подключению скважинного прибора ведутся наименьшее возможное время
- использование индивидуальных средств защиты в виде спец. одежды и защитных экранов при транспортировке прибора

Все работы, проводимые со скважинными приборами, содержащие генераторы нейтронов, должны соответствовать правилам безопасности в соответствии с СанПиН 2.6.1.2523-09 [29] и СП 2.6.1.2612-10 [28].

### 8.5 Расчёт устройства защитного заземления

#### 1. Исходные данные для расчёта.

Основным потребителем электроэнергии выступает каротажный подъёмник. В качестве питания выступает внешний источник трёхфазного тока напряжением 380 В с промышленной частотой 50 Гц. Остальные потребители (ноутбук, геофизическая станция) запитываются переменным напряжением 220 В с частотой 50 Гц.

В качестве заземляющего электрода выбран стальной стержневой электрод диаметром 10 мм и длиной 1,5 м. При установлении электрода на длину 1 м он будет находиться во влажном песке (УЭС влажного песка 600 Ом\*м).

Согласно [30], расчёт сопротивления для электрода ведётся по формуле:

$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d}$ , где  $\rho$  – УЭС грунта,  $l$  – длина полосы,  $d$  – диаметр стержня.

Подставляя в формулу данные, получаем  $R = \frac{600}{2*3,14*1} * \ln \frac{4*1}{0,01} = 572$  Ом. Так как стержень находится на глубине замерзания грунта, полученное значение следует умножить на повышающий коэффициент, равный 1,8, тогда сопротивление будет равно 1029,6 Ом.

#### 2) Определение расчётного тока замыкания на землю

Каротажная станция питается напряжением до 1000 В и является установкой с малыми токами замыкания на землю. Длина кабельной линии

электропередачи от КТПН до каротажной установки составляет 80 м (линия воздушной ЛЭП отсутствует). Таким образом, ток короткого замыкания рассчитывается по формуле:  $I_{кз} = \frac{U}{350} (35 * L_{кл} + L_{вл})$ , где  $U$  – линейное напряжение в кВ ( $380 \text{ В} = 0,38 \text{ кВ}$ ),  $L_{кл}$  – длина кабельных ЛЭП,  $L_{вл}$  – длина воздушных ЛЭП. При подстановке параметров в формулу получаем, что  $I_{кз}$  равен 3,04 А.

### 3) Определение требуемого сопротивления заземляющего устройства

Для установок до 1000 В максимальное сопротивление заземлителя составляет 4 Ом.

### 4) Определение требуемого сопротивления искусственного заземлителя

Расчёт искусственного заземления производится по формуле:  $R_{и} = \frac{R_{н} * R_{е}}{R_{е} - R_{н}}$ , где  $R_{е}$  – сопротивление растеканию естественного заземлителя,  $R_{н}$  – сопротивление. Подставляя в формулу, получаем  $R_{и}$  равный 4,015 Ом.

## 8.6 Экологическая безопасность

*Защита селитебной зоны.* Производимые работы на скважине не загрязняют и не разрушают близлежащую селитебную зону, так как ближайшая селитебная зона находится достаточно далеко, чтобы негативные воздействия от проводимых работ не дошли до её границ.

*Защита атмосферы.* Основным источником загрязнения являются лёгкие углеводороды, увлекаемые скважинными приборами при их подъёме и выходящие в атмосферу. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [19], максимальная разовая ПДК для смеси лёгких углеводородов (от метана до пентана) в воздухе равна  $200 \text{ мг/м}^3$  при воздействии в течении 20-30 минут. Для решения проблемы при проведении ГИС следует использовать лубрикатор. После окончания исследований и подъёма аппаратуры в лубрикатор, газ, скопившийся в верхней его части, собрать в газовый баллон.

*Защита гидросферы.* Источниками загрязнения гидросферы являются облучение водоносных горизонтов нейтронами и переток малого объёма флюидов (нефти, газа) в водоносные горизонты. Первый источник не представляет опасности, так как часть нейтронов поглощается породой, а другая часть – водой с образованием дейтерия, который в малых объёмах не представляет опасности. В случае превышения его содержания воду следует очищать фильтрами. Для предотвращения перетоков в затрубное пространство закачиваются тампонажный раствор.

*Защита литосферы.* В качестве источников загрязнения литосферы можно отнести облучение горных пород быстрыми нейтронами, загрязнение земель отходами производства и потребления, загрязнение твёрдыми бытовыми отходами, утилизация микросхем отработавшего оборудования и макулатуры. Загрязнение горных пород при облучении их нейтронами практически не представляет опасности для литосферы, так как большая часть нейтронов поглощается ближайшей зоной, а также породами с образованием стабильных и радиоактивных ядер, которые быстро распадаются без вреда литосфере. Ликвидация, а также предотвращения возможного загрязнения отходами производства и потребления осуществляются согласно ГОСТ Р 57677-2017 [31]. Обращение с твёрдыми отходами осуществляется согласно ГОСТ Р 57701-2017 [32]. Утилизация микросхем и макулатуры регулируются соответствующими нормативными документами: ГОСТ Р 70146-2022 [33] и ГОСТ Р 55090-2012 [34] соответственно.

### **8.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Так как проектные работы должны производиться на законсервированной скважине, находящейся на охраняемой территории, то возможны только природные, метеорологические и техногенные ЧС. К природным относятся геологические (землетрясения, обвалы), а также пожары. К метеорологическим относятся ураганы и молнии. К техногенным можно отнести газонефтеводопроявления при ГИС, приводящие к возможным пожарам, а также

прихват скважинных приборов с генератором нейтронов и обрыв питающего и информационного кабелей. Крайне редкими явлениями являются землетрясения и обвалы, так как данный район находится в зоне с незначительной тектонической активностью в местах отсутствия гор. Ураганы, как правило, возникают только на границе море-суша, из-за чего в Западной Сибири вероятность их появления крайне мала. При угрозе молний каждый куст оборудован молниеотводом, что снижает угрозу от поражения производственных объектов. Пожары являются как сезонными явлениями и могут возникать в результате высокого нагрева (природная ЧС), так и в результате техногенных аварий. Таким образом, наиболее вероятным ЧС на и вблизи скважины являются природные и техногенные пожары.

Меры по предупреждению пожаров на скважинах предлагаются в ППБО-85:

- не загромождать пути подъезда к скважине, содержать куст скважин в чистоте
- не хранить нефть и другие ЛВЖ и ГЖ в открытом виде
- периодическое скашивание травы в зоне радиусом не менее 5 м
- указание местоположения средств пожаротушения с помощью табличек и рисунков
- проведение инструктажей по технике безопасности, допуск на территорию предприятия только по специальным пропускам
- применение взрывозащитного оборудования
- герметизация оборудования и трубопроводов
- обеспечение скважины всеми необходимыми средствами автоматики, контроля и средствами ручного управления (обратные, сбросные клапаны)

Для ликвидации пожара следует предпринять использовать следующие средства: подручные средства (бочки с водой, сыпучие вещества), первичные

средства пожаротушения (огнетушители, заряженные тушащими веществами в зависимости от класса возгорания), пожарный инвентарь и ручной инструмент (лопата, лом, топор, ящик с песком, кошмы из войлока, асбеста, стекловолокна и т.д), мобильные средства пожаротушения (пожарные автомашины, вертолёты), водяные установки пожаротушения.

Основной жидкостью, которая может воспламениться, является нефть. Согласно Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ, а также уставленной классификации пожаров по виду горючего материала, класс возможного пожара – В.

В качестве первичных средств пожаротушения при работе на скважине геофизическая партия должна иметь следующий инвентарь:

- огнетушитель порошковый (ОП-5) – 2 шт;
- топор – 1 шт;
- ведро – 1 шт;
- кошма – 1 шт.

Таким образом, все представленные опасные и вредные факторы не превышают установленных нормативных значений, кроме значений облучения нейтронами, для которых предусмотрены средства и правила защиты от радиации. В соответствии с ПУЭ, рабочее помещение (геофизическая лаборатория) имеет категорию помещения с повышенной опасностью, так как имеется большое количество металлического оборудования, а также сама лаборатория выполнена из металла. Работники геофизических партий напрямую контактируют с приборами, а также подключают скважинные приборы к сети с помощью кабелей, поэтому они относятся ко второй группе персонала по электробезопасности. Согласно СанПиН 1.2.3685-21 [19], тяжесть труда работников геофизической партии относится к III категории с энерготратами более 290 Вт. По пожароопасности помещение геофизической лаборатории относится к категории Д. Также согласно критериям отнесения объектов,

оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, объекты, с которыми работают геофизические партии, относятся к I категории.

## Заключение

В ходе работы были изучены геолого-геофизический разрез Западно-Сургутского месторождения и априорная геофизическая информация, полученная на основе анализа результатов интерпретации геофизической информации с уже пробуренных скважин месторождения. В ходе исследования определён объект исследования – пласт ЮС<sub>2</sub>, до сих пор разрабатывающийся на данном месторождении.

После изучения информации о месторождении и объекте исследования была построена геолого-технологическая модель резервуара и предложен комплекс геофизических исследований пласта в обсаженном стволе в законсервированной скважине.

Представлена методика геофизических исследований, методы, входящие в выбранный комплекс, и подходящая скважинная аппаратура. Рассмотрено метрологическое обеспечение работ и центры по обеспечению этих работ.

Описанный комплекс необходим и достаточен для решения описанных геологических задач, а именно определения коэффициента текущей нефтенасыщенности и уровня ВНК.

В качестве специальной части работы в общих чертах описаны способ перевода скважины на нижележащий пласт и оптимальный комплекс геофизических исследований для контроля интервала перфорации.



### Список используемой литературы

- 1) Отдел разработки НГДУ «Сургутнефть» ПАО «Сургутнефтегаз» - Информация по Западно – Сургутскому месторождению. – 2021
- 2) Кобранова В.Н. Петрофизика. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. И доп. – М: Недра, 1986 – 392 с.
- 3) Вахромеев Г.С., Ерофеев Л.Я., Канайкин В.С., Номоконова Г.Г. Петрофизика: Учебник для вузов. – Томск.: Изд-во Том. ун-та, 1997. 462 с. 1000 экз.
- 4) Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтегазопромысловой геологии. М., «Недра», 1974, 184 с.
- 5) Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. - М.; , 2013. – 95 с
- 6) Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. - 2-е изд. - М.: Недра, 1987.
- 7) Прибор импульсного нейтронного каротажа ПИНК-43А // Энергия URL: <https://power-np.ru/pink-43a> (дата обращения: 28.03.2023).
- 8) Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения) МИ 41-17-1399-04 // <https://www.karotazh.ru/> URL: <https://www.karotazh.ru/ru/publications> (дата обращения: 28.03.2023).
- 9) Каримова, Р.М., Л.И. Хузина, С.И. Голубь, Д.В. Горбунов, 2020. Практический опыт применения углерод-кислородного каротажа в нефтяных скважинах Татарстана. Нефтяная провинция, №4(24).
- 10) Прибор импульсного нейтронного каротажа ПИНК-43А // Энергия URL: <https://power-np.ru/pink-43a> (дата обращения: 28.03.2023).

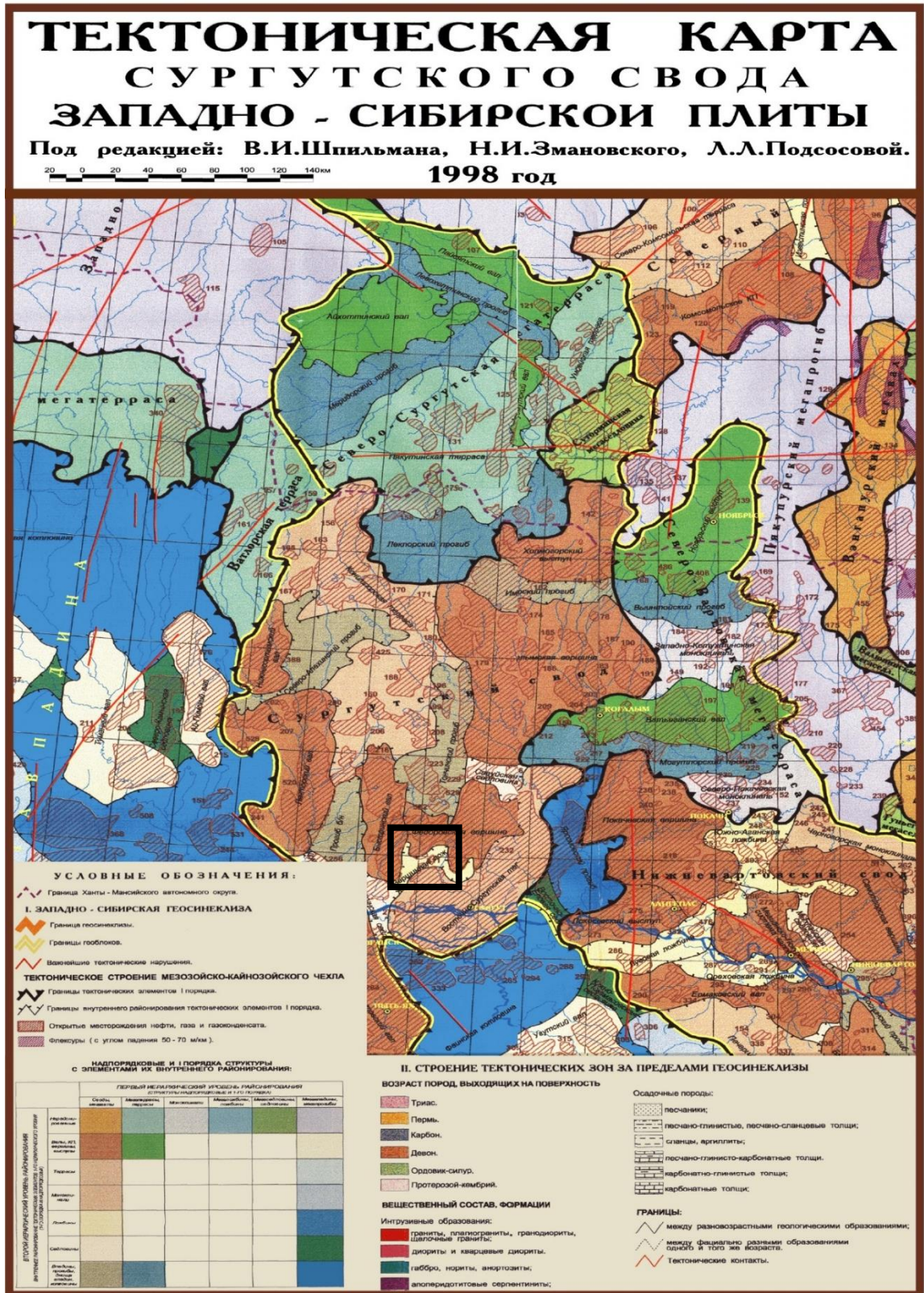
- 11) Геофизические каротажные лаборатории семейства "Кедр-02" // oil.prompages.ru URL: <https://clck.ru/34HAGz> (дата обращения: 29.04.2023).
- 12) Шаймарданова Р.Р. Определение ВНК методами ГИС // Инновационное развитие. - 2017. - №11(16).
- 13) Авторское свидетельство № 1027366 А1 СССР, МПК E21B 33/138, C09K 8/502, E21B 43/14. Способ перевода скважины на эксплуатацию ниже или вышележащего нефтяного пласта : № 3346585 : заявл. 09.10.1981 : опубл. 07.07.1983 / О. В. Поздеев, Р. С. Рахимкулов, В. А. Опалев, А. Б. Колесников; заявитель Пермский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности. - EDN CVDAQR.
- 14) Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / В.П. Меркулов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
- 15) Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2008. – 551 с.: ил.
- 16) Применяемая аппаратура и оборудование // Studfiles URL: <https://studfile.net/preview/5333164/page:7/> (дата обращения: 28.04.2023).
- 17) ГОСТ 12.4.011-89 «ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
- 18) ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
- 19) СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
- 20) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности»
- 21) 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности»
- 22) Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерий и классификация условий труда»

- 23) ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация»
- 24) РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 25) СО 153-34.03.603-2003 «Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках»
- 26) ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические, Общие требования безопасности»
- 27) ГОСТ 12.1.030-81 «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»
- 28) СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности
- 29) СанПиН 2.6.1.2523-09 «Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)»
- 30) Долин П.А. Справочник по технике безопасности. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с., ил.
- 31) ГОСТ Р 57677-2017 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Ликвидация отходов недропользования»
- 32) ГОСТ Р 57701-2017 «Ресурсосбережение. Обращение с твёрдыми отходами»
- 33) ГОСТ Р 70146-2022 «Ресурсосбережение. Отходы электроники и электробытовой техники. Общие требования к организациям, осуществляющим деятельность по сбору, транспортированию, обработке и утилизации отработавшего электрического и электронного оборудования»
- 34) ГОСТ Р 55090-2012 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги»



# Приложение А

## Тектоническая карта Западно-Сибирской плиты с указанием положения района работ







## Приложение В

### Геолого-геофизический разрез скважины №1 в интервале пласта ЮС<sub>2</sub>

