

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс методов геофизических исследований в разведочных скважинах для изучения коллекторов Западно-Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).

УДК 550.83:553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Соколов Степан Витальевич	К.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	Канд. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Ю.М.	Доктор т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП,	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е. В.	К.г.-и.н., доцент		

2023 г.

Запланированные результаты обучения

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП
 _____ Гусев Е.В.
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта (дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна

Тема работы:

Комплекс методов геофизических исследований в разведочных скважинах для изучения коллекторов Западно-Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 19-63/С от 19.01.2023 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

3.06.2023 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной практики, полученные в ФБУ «ТФГИ п Сибирскому федеральному округу».
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Методические вопросы. 6. Анализ методов определения коэффициента пористости на Западно-Лугинецком месторождении 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.

**Перечень
графического
материала**

(с точным указанием
обязательных чертежей)

1. Обзорная карта района.
2. Структурная карта по отражающему горизонту II а (кровля васюганской свиты). Нефтегазовый научный центр, 2009г
3. Схема отработанных профилей с/п №14/06-08 на Западно-Лугинецком лицензионном участке №87
4. Стратиграфическая колонка
5. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент)
6. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Томской области, ИГНГ СО РАН, 2002 г.
7. Геологический разрез по линии I-I Западно-Лугинецкого месторождения
8. Схема размещения проектной скважины № 610 на Западно-Лугинецком месторождении на структурной карте по отражающему горизонту IIа (кровля васюганской свиты).
9. Положение проектной скважины № 610 на геологическом разрезе I-I:
10. Физико-геологическая модель горизонта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения
11. Внешний вид прибора К1А-М
12. Схема зондовых установок прибора РКС-3М
13. Скважинный каверномер СКПД
14. Магнитный инклинометр ИОН-1
15. Геофизическая лаборатория "КЕДР". а) Блок-схема «Кедр-02», б) Станция «Кедр-02»
16. Распределения интервального времени (dt) по данным акустического каротажа до (а) и после (б) нормировки
17. Сопоставления геофизических параметров dT-dГК (а) и dНКТ-dГК (б) где отмечены пропластки, характеризующиеся как приточные по испытанию, а также коллектора и неколектора по ГИС
18. Сопоставления динамической и эффективной пористости с коэффициентами открытой пористости и абсолютной проницаемости
19. Сопоставления открытой пористости с пористостью пласта по испытанным объектам
20. Зависимость типа $K_{по}^{(кern)} = f(\alpha_{пс})$ для пласта Ю₁ построенная по Лугинецкому и Западно-Лугинецкому месторождениям
21. Зависимость типа $K_{по}^{(кern)} = f(dJ_{ГК})$ для пласта Ю₁ построенная по Западно-Лугинецкому месторождению
22. Петрофизическая зависимость типа $P_n = f(K_{по})$ для пласта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения
23. Петрофизическая зависимость типа $K_v = f(P_n)$ для пласта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения
24. Сопоставление пористости определенной по ГИС и керну
25. Сопоставление пористости определенной по ГИС и керну
26. План размещения светильников на потолке

	27. План эвакуации из камерального помещения
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Соколов С.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Рыжакина Т. Г.
Социальная ответственность	Федорчук Ю. М.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2023 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ им. Бутакова
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Определение расходов на материально-технические, информационные и человеческие ресурсы</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Районный коэффициент- 1,3; премиальный коэффициент – 0,8%</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Российская система налогообложения</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Определение затрат, необходимых для выполнения полевых работ</i>
<i>2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет необходимых инвестиций ООО «ВТК» для внедрения ИР</i>
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет эффективности проведенных геофизических исследований</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>1. Бизнес-процесс «Геофизическое исследование скважины»</i>
<i>2. Себестоимость работ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		03.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна		03.02.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление	21.05.03 «Технология геологической разведки»
Комплекс методов геофизических исследований в разведочных скважинах для изучения коллекторов Западно-Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).			
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения		<i>Объект исследования:</i> Проектная скважина, пробуренная для выделения пород-коллекторов и изучения их фильтрационно-емкостных свойств. <i>Область применения:</i> Поиск и разведка нефти и газа. <i>Рабочая зона:</i> Полевые условия.	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
8.1 Производственная безопасность		8.1 Вредные факторы:	
1. Анализ выявленных вредных факторов:		8.1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры	
<ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 		8.1.2 Превышение уровней шума	
2. Анализ выявленных опасных факторов:		8.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений	
<ul style="list-style-type: none"> • Электробезопасность • Пожаробезопасности 		8.1.4 Недостаточная освещенность.	
		8.1.5 Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ	
		8.2 Опасные факторы	
		8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R заземления, СКЗ, СИЗ	
		8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.	
8.3 Экологическая безопасность:		Наличие промышленных отходов	
<ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 		(перегоревшие люминесцентные лампы, пластмасса, оргтехника) и способы их утилизации;	

<p>8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>1.перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.</p>
<p>8.5 Перечень нормативно-технической документации.</p>	<p>– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	21.05.2023 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		21.05.2023 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнова Анастасия Владимировна		21.05.2023 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 112 страниц, 27 иллюстраций, 17 таблиц, 31 источников.

Ключевые слова: Томская область, Пудинский район, Западно-Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение, нефть, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, геофизические параметры, петрофизические характеристики, физико-геологическая модель, фильтрационно-емкостные свойства.

Объектом исследования данной работы является разведочная скважина, проектируемая в зоне распространения промышленно продуктивного горизонта Ю₁.

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в проектной скважине № 610 Западно-Лугинецкого месторождения, описание методик проведения работ и характеристика применяемой аппаратуры.

Задача данного проекта сводится к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения геологических задач.

Анализ результатов проведенных геофизических исследований прошлых лет позволил построить физико-геологическую модель объекта исследования, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения задач. Также в проекте описан анализ методов определения коэффициента пористости на Западно-Лугинецком месторождении.

Удалось провести исследования относительно экономической целесообразности запланированных работ. Так же был выделен ряд вредных и опасных факторов, которые будут оказывать влияние на персонал в ходе проведения работ. Для нейтрализации их воздействия был предоставлен перечень необходимых мероприятий и средств защиты.

Abstract

This graduation qualifying work 112 pages, 27 pictures, 17 tables, 31 sources.

Key words: Tomsk region, Pudinsky district, Zapadno-Luginetskoye oil and gas condensate field, oil, porosity, oil saturation, permeability, geophysical parameters, petrophysical characteristics, physical-geological model, permeability-capacitive properties.

The object of this work is an exploratory well designed in the zone of propagation of the industrially productive J_1 horizon.

The purpose of the work: design of a complex of geophysical studies in the design well No. 610 of the Zapadno-Luginetskoye field, description of the methods of work and characteristics of the equipment used.

The task of this project is to substantiate a complex of geophysical studies for solving geological problems.

Analysis of the results of previous geophysical studies made it possible to build a physical and geological model of the study object, select methods and substantiate the geophysical complex for solving problems. The project also describes an analysis of methods for determining the porosity coefficient at the Zapadno-Luginetskoye field.

It was possible to conduct a study regarding the economic feasibility of the planned works. A number of harmful and hazardous factors, which will influence the personnel in the course of works, was also highlighted. In order to neutralize their impact a list of necessary measures and protective equipment was provided.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ГИС – Геофизические исследования скважин
- ФГМ – Физико-геологическая модель
- ВНК – Водонефтяной контакт
- УЭС – Удельное электрическое сопротивление
- ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
- КС - Каротаж кажущегося сопротивления
- ГК – Гамма-каротаж (интегральный). Каротаж естественного гамма-излучения горных пород
- БКЗ – Боковое каротажное зондирование
- МКЗ - Метод микрокаротажного зондирования
- АК – Акустический каротаж
- ИК – Индукционный каротаж
- БК – Боковой каротаж
- МБК – Микробоковой каротаж
- НГК – Нейтронный гамма-каротаж
- НК – Нейтронный каротаж
- ННК-Т – Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПЖ – промывочная жидкость

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	14
1 . Общие сведения об объекте исследования	15
1.1 Географо-экономический очерк	15
1.2 Геофизическая изученность сейсморазведочными работами	17
1.3 Изученность глубоким бурением	19
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	22
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	22
2.2 Тектоника	28
2.3 Нефтегазоносность.....	33
2.4 Петрофизическая характеристика разреза	37
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	40
4. Основные вопросы проектирования	46
4.1 Задачи геофизических исследований.....	46
4.2 Обоснование объекта исследований	46
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования	48
4.3.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	49
5. Методические вопросы.....	54
5.1 Методика проектных геофизических работ	54
5.2 Интерпретация геофизических данных	57
5.3 Методика и технология обработки данных ГИС.....	59
6. Анализ методов определения коэффициента пористости на Западно-Лугинецком месторождении	70
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	75
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	75
7.1.1 Анализ конкурентных технических решений	75
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений	77
7.2. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту	79

7.2.1 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования	82
7.3 Разработка графика проведения научного исследования	86
7.4 Расчет производительности труда, количества партий.....	87
7.5. Расчет сметной стоимости проекта	87
8. Социальная ответственность	91
8.1 Производственная безопасность. Вредные факторы.....	91
8.1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры	91
8.1.2 Превышение уровней шума	93
8.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	94
8.1.4 Недостаточная освещенность.	95
8.1.5 Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ	99
8.2 Опасные факторы.....	101
8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ	101
8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.	102
8.3 Экологическая безопасность.....	104
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	105
8.5 Перечень нормативно-технической документации.....	106
Заключение	108
Список использованных источников	109

Введение

Западно-Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение находится в Парабельском районе Томской области. В соответствии с принятой схемой районирования ЗападноСибирской нефтегазоносной провинции находится на территории Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Промышленная нефтегазоносность месторождения доказана в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе (горизонт Ю₁).

Целью данной курсовой работы является разработка проекта на проведение комплекса ГИС на скважине с целью решения геологических задач.

Объектом исследования данной работы является промышленно продуктивный горизонт Ю₁, который относится к васюганской свите. Задачи, стоящие перед исследованиями проектной скважины: расчленение разреза; установление насыщения пластов-коллекторов; уточнения положения ВНК и площади распространения залежи.

Анализ результатов геофизических исследований прошлых лет на скважинах, пробуренных на месторождении, позволил выбрать методы и обосновать геофизический комплекс с целью решения поставленных задач проектируемой скважине № 610, а также построить физико-геологическую модель объекта исследования. Комплекс методов геофизических исследований включает электрические, радиоактивные, а также акустические методы. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, интерпретации результатов.

Проведен расчет экономической части для проектирования комплекса ГИС. Также описаны вредные производственные и экологические факторы, предложены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. Общие сведения об объекте исследования

1.1 Географо-экономический очерк

Западно-Лугинецкий (87) лицензионный участок в административном отношении расположен в Парабельском районе Томской области. Расстояние от лицензионного участка до областного центра г. Томск – 420 км, до ближайшего районного центра (п. Парабель) составляет 190 км. В поселке имеется аэропорт с грунтовой взлетно-посадочной полосой. В 90 км расположен город нефтяников г. Кедровый.

Место базирования недропользователя находится в г. Томск, в котором расположены аэропорт, пристань, железнодорожная станция союзного значения.

Населенные пункты в пределах участка отсутствуют. Автодорога с бетонным покрытием Стрежевой-Игольско-Таловое проходит в 100 км от участка. Транспортное сообщение возможно в зимний период по «зимникам», время действия которых с декабря по апрель месяц, и проходят они непосредственно по центру лицензионного блока.

Учитывая особенности размещения месторождений и инфраструктуры нефтегазодобывающей промышленности области, 87 лицензионный участок относится к Лугинецко-Останинскому нефтегазодобывающему району. В непосредственной близости проходит магистральный нефтепровод и нефтеперекачивающая станция. Расстояние от ведомственного конденсатопровода – 15 км и до газопровода – 50 км. Параллельно нефтепроводу проходит ЛЭП (рисунок 1.1).

Территория представляет собой слабо расчлененную равнину с минимальными абсолютными отметками +100 м в пойме и максимальными - +130 м на водоразделах. Территория сильно заболочена, глубина болот достигает 0,5-2 м, которые занимают ее большую часть. Гидрографическая сеть представлена р. Васюган и его сравнительно крупным притоком р. Чижалка, а также более мелкими речками и озерами. Все речки извилистые, иногда с крутыми берегами, несудоходны. Судоходной является р. Васюган,

и то только для малотоннажных речных судов. Период навигации длится с мая по октябрь.

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким нежарким летом. Снежный покров устанавливается, как правило, в конце октября и держится до конца апреля. Мощность его составляет от 0,4-0,5 м на открытых участках, до 2м на залесенных. Преобладающее направление ветров юго-западное, скорость 5-10 м/сек. Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1-1,6 м, на залесенных – 0,3-0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4м.

Растительность представлена смешанным лесом с подлеском из различных видов кустарника. Животный мир очень разнообразен и характерен для таежных областей средней полосы Западной Сибири. [1]

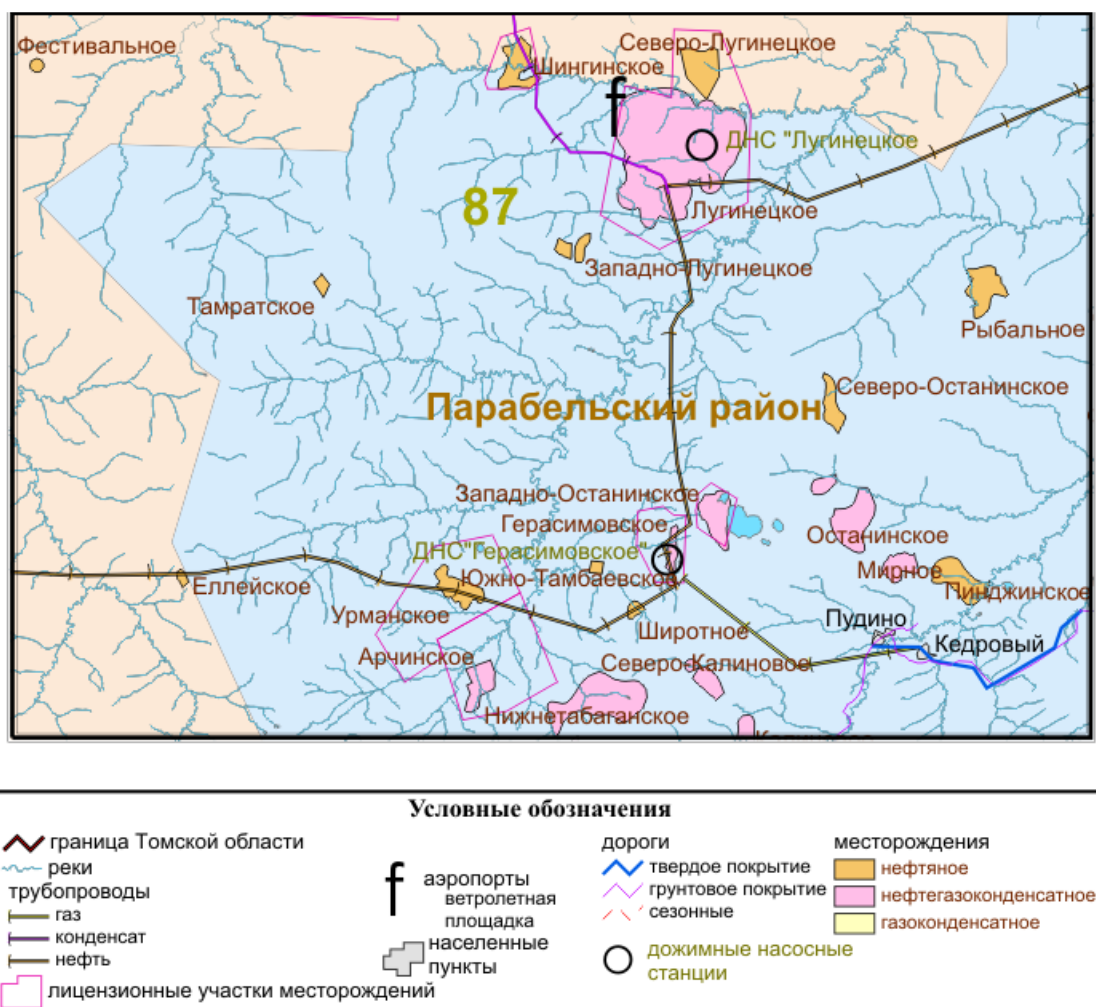


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района.

1.2 Геофизическая изученность сейсморазведочными работами

Изучение района исследований геологическими и геофизическими методами было начато в период 1947-1960 гг. С 1947 по 1952 гг. была проведена геологическая съемка масштаба 1:1 000 000 всей территории Томской области. Геофизические исследования в этот период времени включали в себя магнитную и гравиметрическую съемку. В это время в районах Среднего Приобья закладывается ряд опорно-стратиграфических глубоких скважин с целью детального изучения мезозойско-кайнозойского разреза и его стратиграфического расчленения.

В 1952-1956 гг. район работ был покрыт аэромагнитной съемкой масштаба 1: 200 000, гравиметрической съемкой масштаба 1:1 000 000. В результате этих работ были выявлены основные черты геологического строения, составлена структурно-тектоническая карта строения доюрского фундамента, намечены общие контуры структур I порядка, в частности, Нюрольской впадины, Средневасюганского и Пудинского мегавалов, выделенных по данным гравиметрической партии № 22/57-59. (1)

К началу 70-х годов по результатам сейсморазведочных работ МОВ наиболее крупные структуры, расположенные в западных районах Томской области, были закартированы. Это привело к открытию ряда новых месторождений нефти, приуроченных к антиклинальным объектам в верхнеюрских горизонтах. По результатам проведенных детальных поисково-разведочных работ были выявлены и подготовлены под глубокое разведочное бурение наиболее крупные структуры Каймысовского свода, Средневасюганского и Пудинского мегавалов и структуры, осложняющие Нюрольскую впадину.

С начала 1973 г. на территории Томской области ведутся сейсморазведочные работы МОГТ преимущественно с 12-кратным перекрытием ОГТ, а с 1991 года с 24-х кратным. В западной части региона в

результате проведенных работ МОГТ с 1973 по 1999 гг. обеспечена достаточно высокая плотность сейсмических профилей. [1]

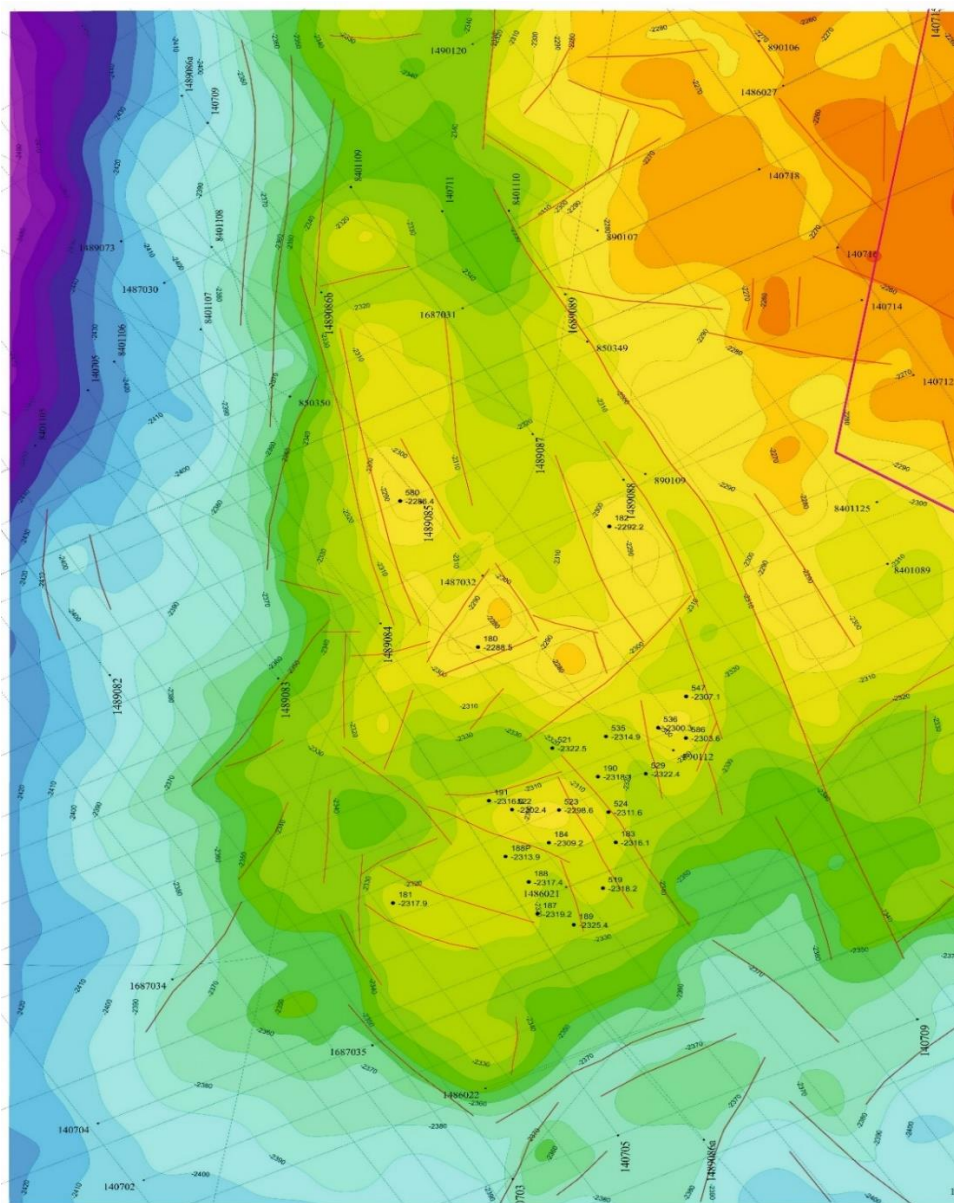


Рисунок 1.2.1 - Структурная карта по отражающему горизонту II а (кровля васюганской свиты). Нефтегазовый научный центр, 2009г.

В целом на Западно-Лугинецком л.у. отработана сеть профилей общим объемом более 3500 пог. км сейсморазведочными партиями 1, 3, 12/84-85; 6/84-85; 1, 3/85-86; 1, 3/89-90 Томского геофизического треста (ТГТ, г. Колпашево) и с/п 14/84-85; 14/85-86; 14/86-87; 14/87-88; 14/88-89; 14/89-90; 14/90-91; 14/92-93; 14/93-94; 14/06-08; 16/86-87; 16/87-88; 16/88-89; 16/90-91

ОАО «Сибнефтегеофизика» (СибНГФ, г. Новосибирск). Средняя плотность сети сейсморазведочных работ на л.у. составляет 1.95 пог. км/км² (рис. 1.2.2.)

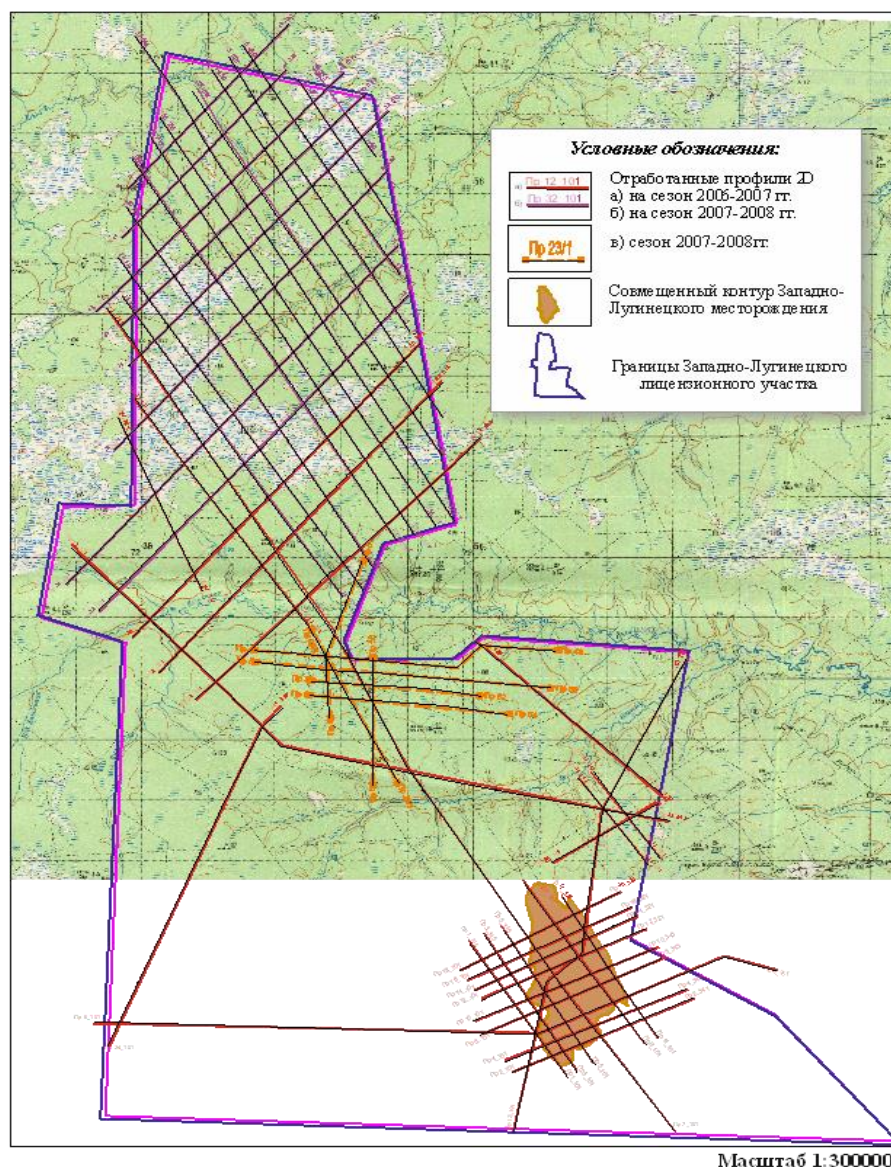


Рисунок 1.2.2 - Схема отработанных профилей с/п №14/06-08 на Западно-Лугинецком лицензионном участке №87

1.3 Изученность глубоким бурением

Основной целью бурения глубоких скважин на Западно-Лугинецкой структуре являлось выявление залежей нефти и газа по перспективному разрезу юрского нефтегазоносного комплекса со вскрытием отложений палеозойского возраста, изучение коллекторских свойств продуктивных пластов и подготовка запасов углеводородов промышленных категорий. Исходя из тектонического строения Западно-Лугинецкого поднятия, для

решения поставленных задач, проектом предусматривалось пробурить 9 скважин, расположенных по взаимно пересекающимся профилям. Первоочередными являлись скважины 180 и 181.

Скважина 180 закладывалась в своде центрального купола структуры с целью поисков залежей нефти и газа в разрезе юрско-палеозойского возраста. Проектный горизонт – палеозой. Скважина 181 проектировалась на северном склоне поднятия для прослеживания площадного распространения залежи нефти, выявленной скважиной 180 в отложениях юры и поиска залежей нефти в палеозойских отложениях. Проектный горизонт – палеозой.

В задачу остальных 7 скважин входило: прослеживание распространения нефтяных залежей, изучение их строения и подсчетных параметров. Проектная глубина скважин – 2600м (тюменская свита).

По результатам бурения скважин 184, 187 и 188 в 2007г. был произведен оперативный пересчет запасов УВ Западно-Лугинецкого месторождения.

По состоянию на 1.01.2007г. на государственный баланс были поставлены:

- а) извлекаемые запасы нефти категории C_1 – 482 тыс.т., C_2 – 1825 тыс.т.;
- б) запасы природного газа категории C_1 – 201 млн. м³, C_2 – 1163 млн. м³.;
- в) извлекаемые запасы конденсата категории C_1 – 60 тыс. т, C_2 – 345тыс.т.

В результате испытания разведочных скважин второго этапа изучения при испытании отложений Pz получен приток пластовой воды в скважинах 187 и 580, в то же время при испытании Pz в другом интервале в скважине 580 установлено отсутствие притока.

При испытании пласта Ю₇ в скважине 580 получен приток пластовой воды, а из пласта Ю₂ получен приток газоконденсата с водой. При испытании продуктивных пластов Ю₁¹ и Ю₁² в скважине 187 получен промышленный

приток нефти, что позволяет расширить границы залежи и уточнить отметку ВНК в южной части нефтяной залежи месторождения.

Наиболее полный объем работ выполнен по разведочной скважине 580, которая пробурена с целью опоискования структуры, оценки коллекторских свойств и определения характера насыщения перспективных пластов юрского горизонта. [1]

Таблица 1.2.1 - Общие сведения о поисково-разведочных скважинах Западно-Лугинецкого месторождения

№ скв.	№. куста	Время бурения		Глубина забоя	Вскрытый пласт	Перфорированный пласт	Состояние скважины
		начало	конец				
180-Р	одинач	15.11.86.	28.01.87.	2900	Pz	Pz, Ю ₁₀ , Ю ₇ , Ю ₁ ³	Экспл. Фонд, в консервации
181-Р	одинач	07.10.87.	05.01.87.	2760	Pz	Pz, Ю ₁₀ , Ю ₉ , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ²	Экспл. фонд, б/д - ОКРС
182-Р	одинач	17.08.88.	13.10.88.	2650		Ю ₁ ⁴ , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ²	Экспл. Фонд, действ. -ГДИ
183-Р	одинач	31.01.88.	23.03.88.	2767	Pz	Pz, Ю ₁₀ , Ю ₁ ^М , Ю ₁ ²	Пьезометр
184-Р	одинач	31.03.06.	18.05.06.	2749	Pz	Pz, Ю ₁ ³ , Ю ₁ ¹	Экспл. Фонд, дающая
187-Р	184	19.05.06.	30.06.06.	2953	Pz	Pz, Ю ₁ ² , Ю ₁ ¹	Экспл. фонд, дающая
188-Р	184	25.03.07.	01.05.07.	2862	Pz	Ю ₁ ^М , Ю ₁ ² , Ю ₁ ¹	Экспл. Фонд, дающая
189-Р	184	11.05.07.	16.06.07.	3061	Pz	Ю ₁ ² , Ю ₁ ¹	Экспл. Фонд, дающая
190-Р	184	25.08.06.	13.02.07.	2838	Pz	Ю ₁ ¹	Времен. консервация, ожд. перевода в водозаборные
191-Р	184	20.06.07.	29.07.07.	2968	Pz	Ю ₁ ^М , Ю ₁ ² , Ю ₁ ¹	Экспл. Фонд, действующая
521-Р	184	24.08.07.	20.09.07.	3110	Pz	Pz, Ю ₁₀ , Ю ₁ ¹	Экспл. Фонд, действующая
580-Р	Одинач.	16.09.07.	27.12.07.	2695	Pz	Pz, Ю ₁₀ , Ю ₇ , Ю ₂ , Ю ₁ ⁴ , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ^М , Ю ₁ ²	Экспл. Фонд, дающая

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез Западно-Лугинецкого месторождения представлен в различной степени метаморфизованными породами палеозойского фундамента и терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Отложения чехла представлены юрскими, меловыми, палеогеновыми и четвертичными отложениями, имеют мощность в пределах участка порядка 2600-3100 м, залегают на выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим и угловым несогласием. [1]

Образования доюрского фундамента

В пределах месторождения доюрские отложения вскрыты практически всеми поисковыми и разведочными скважинами (за исключением скв. 190) на глубинах от 2624 м до 2720 м. Вскрытая толщина колеблется от 26 м (скв. 182) до 84 м (скв. 183). Отложения представлены, в основном, известняками и метаморфизованными осадочными породами.

Образования доюрского фундамента в пределах участка палеонтологически не охарактеризованы.

По поверхности доюрского фундамента в большинстве скважин развита кора выветривания толщиной от нескольких метров до 44 м, представленная глинстыми (аргиллиты и сланцы) и глинисто-кремнистыми породами, брекчиями с обломками кремнистых пород.

На Лугинецком месторождении, расположенном в непосредственной близости от Западно-Лугинецкого, отложения доюрского основания вскрыты параметрической скважиной 170 на толщину 1525 м. Породы вскрытые, скважиной 170, объединяются в лугинецкую свиту и возраст их определен как верхнедевонский. Девонские образования представлены однородными, кремовыми, серыми, внизу массивными темно-серыми глобидными водорослево-фораминиферовыми известняками, слабо метаморфизованными

с многочисленными трещинами, выполненными белым и серым кальцитом и коричневато-серым доломитом, и прослоями терригенных пород (аргиллитов, алевролитов) и эффузивов различной толщины.

Мезозойская группа (Mz)

Юрская система (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена средним и верхним отделами, в состав которых входят тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Средняя юра (J₂)

Тюменская свита. Отложения свиты залегают на выветрелых образованиях доюрского фундамента со стратиграфическим и угловым несогласием. Отложения тюменской свиты характеризуются повсеместным распространением, представлены неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей. Песчаники серые и светло-серые, иногда с буроватым оттенком, мелко- и среднезернистые, средне- и крепко-цементированные. Алевролиты серые и темно-серые, до черного в углистых разностях, тонко- и мелкозернистые. Аргиллиты от светло-серых до черных, иногда с зеленоватым и буроватым оттенком, плотные, крепкие, часто углистые.

В основании свиты залегает мощный угольный пласт, который прослеживается во всех скважинах, вскрывших среднеюрские отложения на полную мощность. Толщина его меняется от 11-18 м (с пропластками аргиллитов) в центральной и южной частях рассматриваемой площади до 5-6 м на север (без пропластков). Выше залегающие пласты углей являются менее мощными, но также хорошо прослеживаются в разрезах скважин.

Толщина отложений свиты меняется от 142 м в северной части (скв. 182) до 205 м в южной части площади (скв. 181). Возраст байос-батский.

Верхняя юра (J₃)

Васюганская свита. Отложения свиты формировались в прибрежно-морских и континентальных условиях. Представлены неравномерным

переслаиванием песчаников, алевролитов, разделенных прослоями аргиллитов, участками углистых, встречаются маломощные прослои углей.

Песчаники серые и светло-серые, иногда с зеленоватым оттенком, мелко- и среднезернистые, средне- и крепко-цементированные, встречаются карбонатные разности. Алевролиты серые и светло-серые, иногда с голубоватым оттенком, мелко- и тонкозернистые. Аргиллиты темно-серые до черного, часто с коричневатым, буроватым, иногда голубоватым оттенком. По всему разрезу отмечается наличие зерен пирита.

Свита прослеживается повсеместно, согласно залегает на отложениях тюменской свиты. К отложениям васюганской свиты приурочен продуктивный горизонт Ю₁. Согласно с принятым для данного района расчленением, горизонт Ю₁ разделяется на три пачки: подуглистую, межуглистую и надуглистую.

Нижняя подуглистая пачка включает в себя выдержанные по площади и разрезу основные продуктивные пласты Лугинецкого месторождения Ю₁⁴ и Ю₁³ прибрежно-морского генезиса.

Межуглистая пачка представлена аргиллитами и слоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального генезиса.

Верхняя надуглистая пачка представлена песчаниками и алевролитами предположительно прибрежно-морского генезиса. К верхней пачке приурочены пласты Ю₁² и Ю₁¹, разделенные углистыми аргиллитами.

Толщина свиты изменяется от 60 до 72 метров, возраст келловей – позднеоксфордский.

Георгиевская свита. Свита сложена темно-серыми до черных тонко-отмученными аргиллито-подобными глинами. Толщина ее в пределах месторождения не более 1,5 м. Возраст позднеоксфордский – ранневолжский.

Баженовская свита. Отложения свиты представлены глубоководно-морскими битуминозными темно-серыми до черных с коричневым оттенком аргиллитами. Свита выдержана по толщине, литологии и является

региональным геолого-геофизическим репером, уверенно выделяется в разрезе всех скважин как по керну, так и по электрокаротажу, а также в волновом сейсмическом поле.

Баженовская свита служит региональной покрывкой для продуктивного горизонта Ю₁ и имеет толщину в пределах месторождения 17-19 м. Возраст волжский-берриасский. К подошве свиты приурочен основной отражающий сейсмический горизонт Па.

Меловая система (К)

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее значительной по толщине (2500 м и более) и представлена всеми отделами и ярусами.

Нижний мел (К₁)

Нижнемеловые отложения подразделяются на три свиты: куломзинскую, тарскую, киялинскую и частично включают породы покурской свиты.

Куломзинская свита сложена морскими, преимущественно глинистыми отложениями, согласно перекрывающими отложения баженовской свиты. Представлена аргиллитами плотными, крепкими, слюдистыми с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. В основании свиты выделяются песчаные пласты группы Б16-20 (ачимовская пачка), в пределах участка они не выразительны, имеют линзовидное строение. Толщина свиты 255-265 м, возраст берриасский-ранневаланжинский

Тарская свита представлена переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. В целом свита хорошо выделяется в разрезах скважин, выдержана по площади. Толщина свиты составляет 85-100 м, возраст ранневаланжинский.

Киялинская свита сложена мелководно-морскими, прибрежно-морскими, лагунными осадками и представлена пестроцветными глинами,

песчаниками, алевролитами, иногда с прослоями мергелей. Толщина свиты меняется от 600 до 630 м, возраст ранневаланжинский-раннеаптский.

Выше по разрезу залегает мощная толща континентальных отложений, выделяемая в покурскую свиту, которая представлена переслаиванием глин, алевролитов и разнозернистых полимиктовых песчаников. Песчаные пласты, относимые к группе ПК, имеют, как правило, линзовидное строение и по площади не выдержаны. К нижней части свиты приурочен отражающий сейсмический горизонт III. Толщина свиты 820-835 м, возраст раннеаптский-сеноманский.

Верхний мел (K₂)

Верхнемеловые отложения включают верхнюю часть покурской свиты, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую и ганькинскую свиты.

Верхнемеловые отложения представлены мощной толщей морских, преимущественно глинистых, представлены глинами, опоками, мергелями. В породах встречается глауконит, остатки раковин плохой сохранности. Общая толщина отложений – около 300 м.

Палеогеновая система (P)

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой, люлинворской, чеганской свит и континентальные отложения некрасовской серии. К подошве приурочен отражающий сейсмический горизонт Va. Общая толщина палеогеновых отложений - 300-330 м.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения представлены глинами, суглинками, алевролитами и песками. Толщина отложений 20 - 40 м.


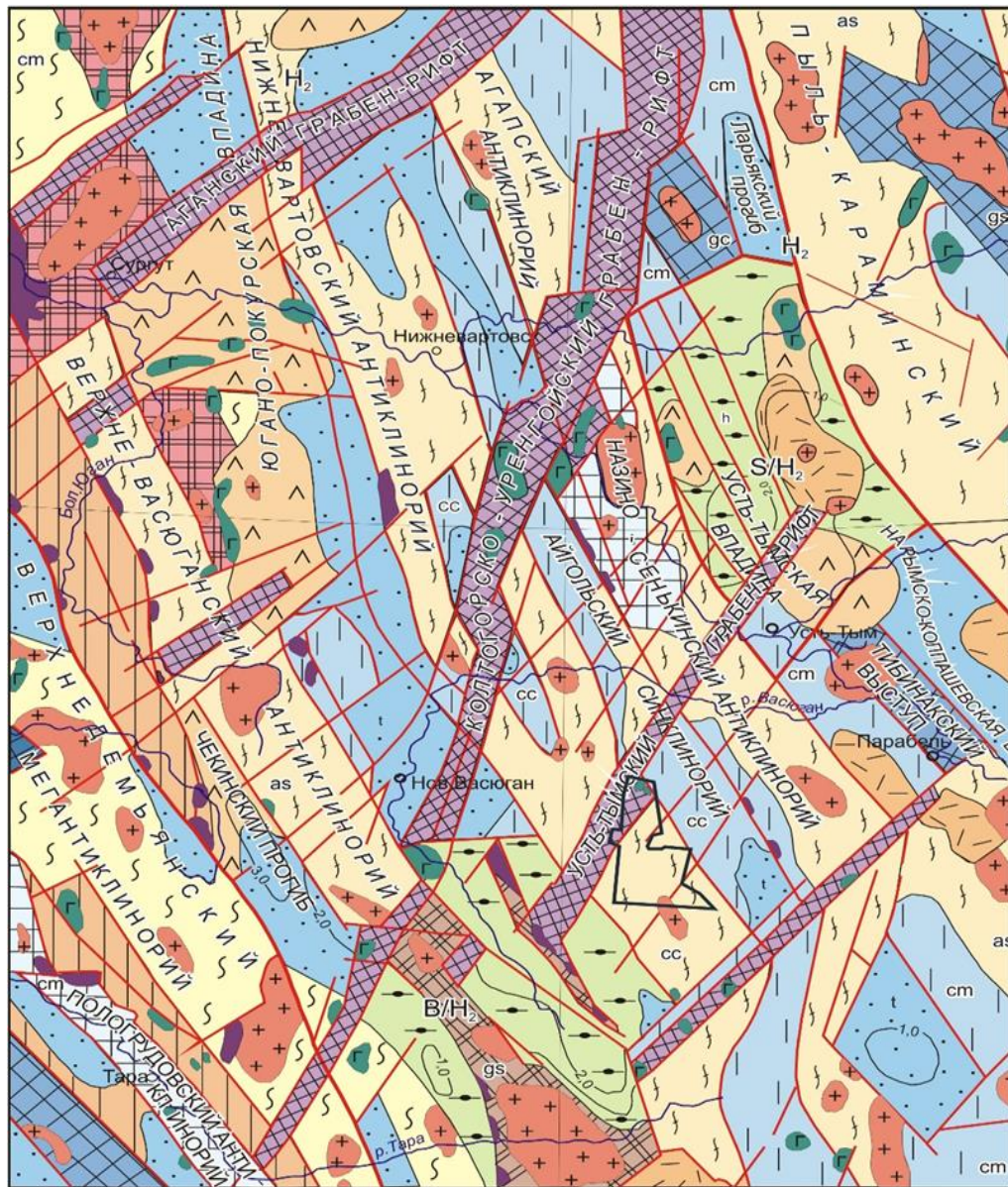
Условные обозначения:				
	глины, аргиллиты	 Нефтегазовый научный центр	Оперативный подсчет геологических запасов углеводородов Западно-Лугинецкого месторождения	
	глины опоковидные			
	аргиллиты битуминозные		Отв. исполнитель: Е.В.Аксенова	2009 г.
	опоки			
	алевриты, алевролиты		Приложение 2	Сводный литолого-стратиграфический разрез Западно-Лугинецкого месторождения
	пески, песчаники			
	брекчии, дресвиты		Экз.	Составлено по материалам ООО "СТС-Сервис"
	известняки			
	угли		Масштаб: 1:2000	Оформлено ООО "Нефтегазовый научный центр"
	границы несогласий			
	нефтеносность			
	газоносность			

Рисунок 2.1.1 - Стратиграфическая колонка [1]

2.2 Тектоника

На уровне доюрского фундамента площадь участка расположена в Центрально-Западно-Сибирской складчатой системе герцинского возраста (рисунок 2.2.1). Герцинский возраст центральной части плиты подтверждается не только типом структурных зон, развитых в фундаменте, но и составом пород, вскрытых скважинами. Южная и восточная части участка приурочены к антиклинорной зоне инверсионного типа развития, имеющей северо-западное простирание и сложенной породами карбонатно-глинисто-сланцевой геосинклинальной формации. В северо-западной части участка проходит раннемезозойский Усть-Тымский грабен-рифт северо-восточного простирания. Широким распространением в фундаменте района пользуются элементы дизъюнктивной тектоники. Доминирующее положение в серии глубинных разломов занимают нарушения, связанные с Усть-Тымским грабен-рифтом, имеющие северо-восточное простирание. Границами, отделяющими структуры геосинклинальной складчатой системы друг от друга, являются также разломы северо-западного простирания.



ТЕКТОНИЧЕСКАЯ КАРТА ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ (ФРАГМЕНТ)

Редактор В.С.Сурков

Составили: О.Г.Жеро, В.А.Кондрашов, А.Э.Контарович, В.Н.Крамник, И.И.Нестеров,
Ф.К.Салманов, Л.В.Смирнов, В.С.Сурков, А.А.Трофимук, Ю.Г.Эрвь

Масштаб 1:2500000

1981 г.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Возраст стабилизации	Структуры деитероорогенного этапа развития	Прочие обозначения
S	Унаследованно-палозенные впадины и прогибы	20°
H ₂	Наложённые впадины и прогибы в пределах средних и устойчивых массивов	Границы структурно-формационных зон
K/B	Раннемезозойские впадины и грабени в пределах каледонской и герцинской складчатости	Палезоэоийский платформенный чехол в пределах областей доксермийской складчатости
B/H ₁	Выступы-горы докарельских и карельских складчатых комплексов	Покровы эффузивов разного состава
S/H ₁	Выступы-горы байкальских складчатых комплексов	Граница распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты
	Выступы-горы салырянских и каледонских складчатых комплексов	Район работ
	Разломы	Интрузивные комплексы
	Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пухляком - не выходящие на поверхность фундамента)	Гранитоиды
	Разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны	Базиты
	Раннемезозойские грабен-рифты	Ультрабазиты
	Прочие разломы	
	Формации геосинклинальные	
	gs Кремнисто-сланцевая	cc Карбонатно-глинисто-сланцевая
	cm Глинисто-сланцевая	as Асидная
	Формации протоорогенные и переходные	
	t Терригенная	h Угленосная
	Структуры протоорогенного этапа развития	
	Межгорные прогибы и внутренние впадины	
	Крайние поднятия	
	Границы Западно-Лугинского ЛУ	

Рис. 2.1. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Редактор Сурков В.С. 1981 г.

Рисунок 2.2.1 - Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент)

Структурно-формационные зоны фундамента в результате унаследованных движений в течение мезозоя и кайнозоя создавали конседиментационные структуры в платформенном чехле. Наиболее полное унаследование внутренней структуры фундамента структурами чехла происходило в районах позднегерцинской складчатости. В платформенном мезозойско-кайнозойском чехле над антиклинориями фундамента сформировались зоны поднятий, а над синклинориями – зоны прогибов.

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса Томской области» под редакцией А.Э.Конторовича, 2002 г. (рисунок 2.2), лицензионный участок расположен на восточном борту Нюрольской магавпадины, захватывая часть Шингинской мезоседловины и Пудинского мезоподнятия. Структуры III порядка представлены Мыльдзинским и Лугинецким куполовидными поднятиями, осложняющими, соответственно, Средневасюганский мегавал и Пудинское мезоподнятия. В настоящее время на территории участка выявлено и в различной степени изучено 9 структур четвертого порядка.

По отражающему горизонту Ф2 рельеф изучаемой территории чрезвычайно сложен в тектоническом плане. Согласно работам предыдущих авторов Лугинецкое, куполовидное поднятие осложняется многочисленными террасами, заливами, выступами, структурными носами. На одной из таких террас расположено Западно-Лугинецкое поднятие, осложняющее западный склон, собственно, Лугинецкого поднятия.

По всем отражающим горизонтам структура не имеет общей оконтуривающей изогипсы. Фактически Западно-Лугинецкую структуру можно рассматривать как группу отдельных поднятий, выделяемых на разных гипсометрических уровнях.

Основную часть Западно-Лугинецкого поднятия по отражающему горизонту Ф2 можно выделить по изогипсе -2580 м. Поднятие не имеет единой оконтуривающей изогипсы и раскрывается в северо-восточном направлении. Форма поднятия сложная вытянутая в субмеридиональном

направлении. Самые высокие точки поднятия находятся в районе скважин 180Р, 182Р и достигают отметки -2500 м. Таким образом, амплитуда поднятия по отражающему горизонту Ф2 составляет 80 м. В южной части структуры в районе скважин 183Р и 181Р выделяются два отдельных купола, оконтуренных соответственно изогипсами -2580 м и -2600 м.

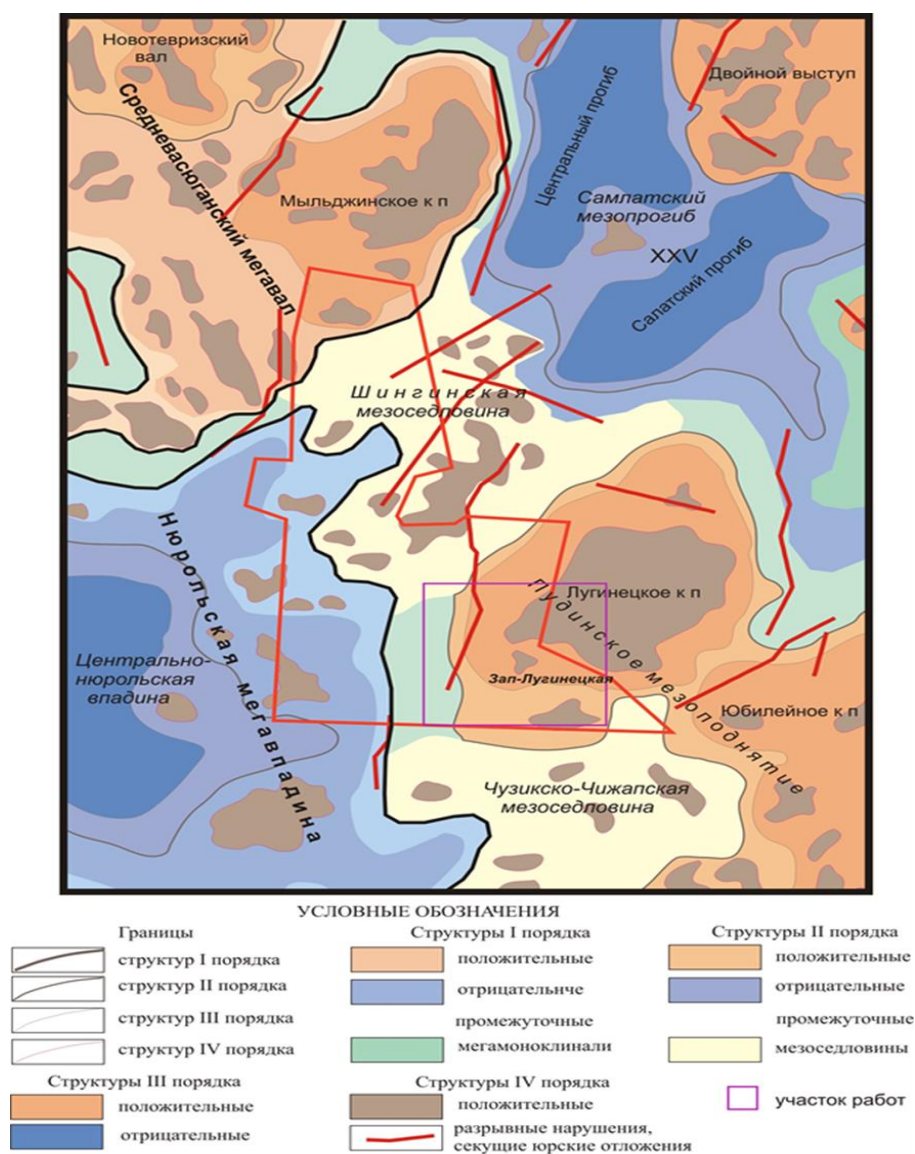


Рисунок 2.2.2 - Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса Томской области, ИГНГ СО РАН, 2002 г.

По горизонту Па Западно-Лугинецкая структура не имеет единой оконтуривающей изогипсы. Условно поднятие можно разделить на два основных структурных элемента.

К первому и основному структурному элементу следует отнести локальное поднятие в районе скважин 180Р, 182Р, которое оконтуривается изогипсой -2320 м и тектоническим нарушением. Поднятие имеет изрезанную неправильную форму и осложнено многочисленными малоразмерными куполами. Амплитуда поднятия составляет 35 м. Севернее, через небольшой прогиб, этот структурный элемент как бы находит своё продолжение в виде поднятия, которое оконтуривается также по изогипсе -2320 м и имеет амплитуду около 15 м. В целом площадь выделенного элемента составляет около 18 км².

Второй структурный элемент прослеживается в южной части поднятия и состоит из серии отдельных небольших куполов, оконтуренных по изогипсе -2320 м. Наибольший из куполов имеет амплитуду около 20 м и площадь около 2 км².

На структурных картах по отражающим горизонтам III, IV поверхность еще более выполаживается. Все структурные поднятия, закартированные по отражающему горизонту IIa отсутствуют. Положение отражающих горизонтов III, IV близко к моноклиналильному. Лишь в районе Западно-Лугинецкого поднятия, как и на более низких гипсометрических уровнях выделяется пологая терраса, осложняющая западный склон Лугинецкой структуры.

Одна из задач при переинтерпретации сейсмических материалов заключалась в выявлении и трассировании тектонических нарушений, которые были закартированы на уровне трех отражающих горизонтов Ф2, Iб, IIa и вынесены на соответствующие структурные карты.

Временные разрезы 2Д при выявлении тектонических элементов, анализировались по традиционной методике на предмет обнаружения:

- а) видимых смещений осей синфазности регулярных отражённых волн;
- б) разрывов корреляции, осложнённых дифракционными явлениями;

с) локальных изменений динамических характеристик отражённых волн. [1]

Сеть тектонических нарушений по горизонту Ф2 имеет, в основном, северо-западное, северо-восточное и иногда субмеридиональное простирание. При этом наиболее выражены тектонические нарушения северо-западного направления. Подобная ориентировка нарушений хорошо соотносится с ориентировкой основных тектонических элементов, приведённых на тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты, составленной под редакцией В.С. Суркова (рис. 2.2.1). Некоторые из тектонических нарушений достигают поверхности баженовской свиты и проникают далее в нижнемеловой интервал разреза. Вероятнее всего, именно тектоникой можно объяснить различие гипсометрии контактов Лугинецкого (а.о. -2245 м) и Западно-Лугинецкого месторождения (а.о. -2342 м,) на 97 м.

2.3 Нефтегазоносность

Западно-Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение в соответствии с принятой схемой районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции находится на территории Пудинского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Промышленная нефтегазоносность месторождения доказана в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе (горизонт Ю₁).

Продуктивную часть отложений Западно-Лугинецкого месторождения можно условно разделить на две части – подугольную, расположенную под хорошо выдержанным и прослеживаемым во всех скважинах угольным прослоем, и надугольную. К подугольной части относятся пласты Ю₁³ и Ю₁⁴. Надугольная часть разреза к кровельной части, которой приурочен пласт Ю₁¹ залегает непосредственно под отложениями георгиевской свиты, представленными аргиллито-подобными глинами, мощностью, не превышающей 1,5 м (в пределах месторождения).

В основном, надугольная часть разреза «разбита» на пласты условно, так как хорошо выдержанных песчаников, чётко следящихся от скважины к скважине и разделённых однозначно прослеживающимися глинистыми перемычками, нет. В большинстве скважин разрез представлен мелким переслаиванием алевритоглинистых разностей, в отдельных скважинах имеются литологические замещения пород-коллекторов на непроницаемые породы. В скважинах 189 и 523 глинистые перемычки между пластами Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁^М имеют незначительную толщину, что так же подтверждает «условность» деления «надугольной» части разреза верхневасюганской подсвиты на самостоятельные пласты.

Таким образом, переслаивающийся разрез представленный алевритовыми и аргиллитовыми разностями верхней части васюганской свиты в литологическом отношении можно считать одним пластом. По фазовому состоянию пласты Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁^М – нефтяные. Пласты Ю₁¹, Ю₁² в скважинах, вскрывших коллектора пластов, нефтенасыщены до подошвы. ВНК выделен только в пласте Ю₁^М.

Пласт Ю₁³⁻⁴ газоконденсатный

В пласте выделены три самостоятельные залежи с гипсометрически разным уровнем положения ГВК:

Залежь 1 вскрыта тремя разведочными вертикальными скважинами 180, 182, 580, расположена в северной части структуры и опробована всеми скважинами. В скважинах 180 и 182 в результате испытания получены притоки газоконденсата, дебитами газа 3,82 и 67,64 тыс. м³/сут и конденсата 4,3 и 43,7 м³/сут соответственно, притоки получены с абсолютных отметок выше уровня принятого ГВК.

Залежь 1 водоплавающая, тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 7 х 4 км, высота 29 м. Газонасыщенные толщины изменяются от 8 (скв. 182) до 10 м (скв. 580). [1]

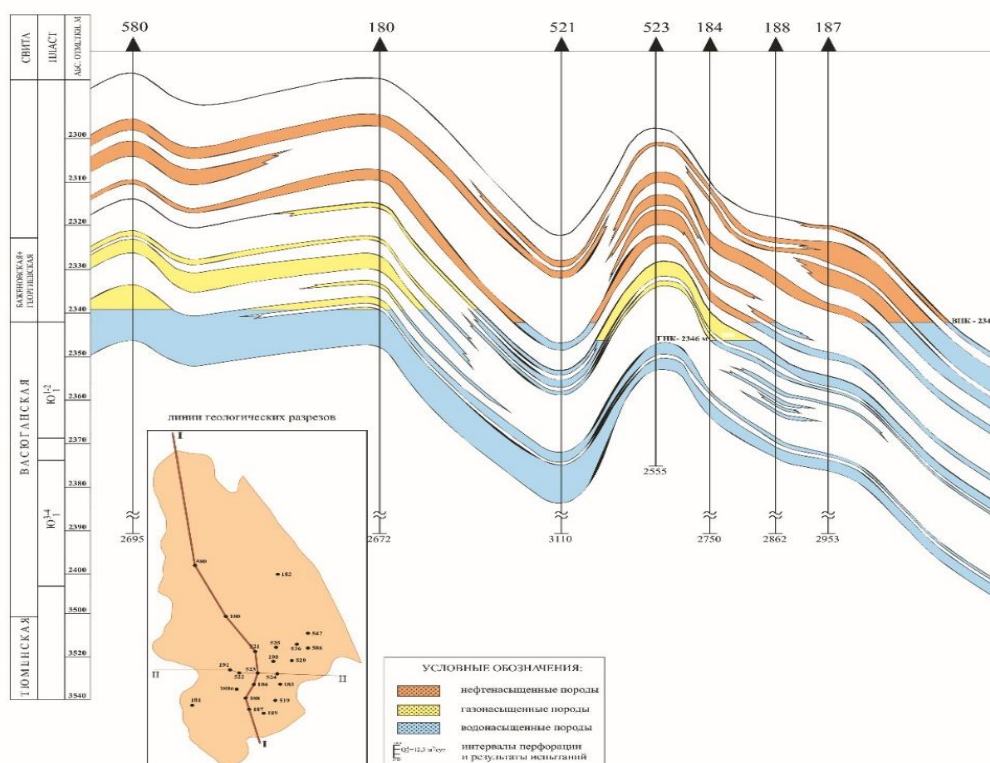


Рисунок 2.3.1 - Геологический разрез по линии I-I Западно-Лугинецкого месторождения

В скважине 580 получен приток газоконденсата с водой, так как проперфорирована приконтактная зона. Дебиты газа, конденсата и воды в интервале перфорации 2459-2465 (а.о. -2332,1-2338,1) составили 61,3 тыс. м³/сут, 38,8 м³/сут, 21,9 м³/сут соответственно. Отметка среднего значения ГВК по залежи 1 рассчитана по данным ГИС всех скважин (180, 182, 580), подтверждена результатами испытания скважины 580 и составляет -2339

№ скв.	а.о. подошвы газа	а.о. кровли воды
180	-2338.2	-2339.2
182	-2339.3	-2340.1
580	-2339.1	-2339.1
ср. знач.	-2338.87	-2339.47
ВНК ср	-2339.2	

По результатам ГИС в скважине 184 отметки подошвы нижнего газонасыщенного и верхнего водонасыщенного пропластков составляют -

2346 м и -2357,6 м соответственно, скважина 183 водонасыщена с кровли, что соответствует отметке -2346,1 м. Кроме того, в скважине 184 залежь опробована в интервале глубин 2477-2483 м (а.о. -2339,0 -2345 м) - получен приток газоконденсата. В скважине 191 и 524 кровля воды соответствует отметкам -2345,5 м и -2346,1 м, залежь в скважине 524 испытана в приконтактной зоне в интервале глубин 2605-2609 (а.о. -2340,3-2344,3) м - получен приток газоконденсата и вода дебитом 0,3 м³/сут. По результатам испытания и данным ГИС ГВК залежи принят на отметке -2346,0 м. Данные абсолютных отметок по скважинам залежи представлены в нижеследующей таблице:

№ скв.	а.о. подошвы газа	а.о. кровли воды
184	-2346	-2357.6
191	-2344.3	-2345.5
522	-2336.4	-2348.2
523	-2333.7	-2346.9
524	-2345.7	-2346.1

Залежь 2 водоплавающая, размеры её 1,25 х 2 км, высота 18,3 м. Газонасыщенная толщина варьирует в пределах от 2,4 (скв. 191) до 5,8 м (скв. 184).

Залежь 3 выделена по результатам интерпретации ГИС скважины 586, где продуктивным является пропласток толщиной 2,2 м. Подошва газонасыщенного прослоя соответствует отметке -2332,5 м. Пласт в скважине 536, расположенной вблизи 586, водонасыщен с отметки -2331,7 м. ГВК залежи 3 принят с учётом данных двух скважин и составляет -2332 м. Залежь имеет небольшой размер (0,55 х 0,5 км), приурочена к локальному своду и является водоплавающей. По составу УВ залежь принята газоконденсатной – по аналогии с залежами 1 и 2 – выявленными по результатам испытаний.

Залежь пласта Ю₁¹⁻²

Залежь пласта нефтяная, вскрыта всеми скважинами месторождения (22 скважины) (граф. прил. 14). По результатам интерпретации ГИС в

скважинах 180, 182, 183, 535, 536, 547, 580, 586 пласт продуктивен до подошвы. Самая низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пропластка - 2342,5 м в скважине 183. Отметка ВНК определялась по данным скважин 188Р, 189, 190, 519, 529, так как по остальным скважинам, вскрывшим воду, разница отметок между «подошвой нефти» и «кровлей воды» значительно больше и составляет несколько метров. В скважинах 189 и 190 «подошва нефти» составляет -2342,3 и -2341,9 м соответственно. В скважинах 188Р, 190, 519, 529 отметки кровли водонасыщенного прослоя составляют -2342,0 м, -2341,9 м, -2341,8 м и -2341,7 м соответственно. Кроме того, средняя и подошвенная часть пласта Ю₁¹⁻² в скважине 183 испытана в интервале глубин 2462-2469 м (а.о. -2336,3 -2343,3 м), получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут. Расчёт средней отметки ВНК представлен в таблице (цветом выделены отметки, участвовавшие в расчёте среднего значения по залежи):

№ скв.	а.о. подошвы нефти	а.о. кровли воды
183	-2342.5	-
188Р	-2339.8	-2342
189	-2342.3	-2344.6
190	-2341.9	-2341.9
519	-2337.2	-2341.8
529	-2338.7	-2341.7
ср. знач.	-2342.2	-2341.85
ВНК ср	-2342	

Учитывая результаты испытания и данные, ГИС, среднее значение ВНК по залежи пласта составляет -2342 м.

Залежь пласта пластовая сводовая, тектонически экранированная, размеры её составляют 12 х 5 км, высота 52 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 2,2 м (скв. 521) до 14,2 м (скв. 522). [1]

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

При анализе и комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных использованы следующие алгоритмы подсчетных параметров:

Горизонт Ю₁ (пласты Ю₁¹-Ю₁⁴) – петрофизические зависимости Западно-Лугинецкого месторождения:

$$\rho_v = 0.058 \text{ Омм}$$

$$R_{\Pi} = 0,532 * K_{\Pi}^{-2,0}$$

$$K_v = 0,9527 * R_H^{-0,5319}$$

$$K_{\text{пр}} = 5 * 10^6 * K_{\Pi}^{7,5307}$$

$$K_{\Pi} = 0.09648 * \alpha_{\text{пс}} + 0,09849 \text{ – зависимость Лугинецкого месторождения}$$

Критические значения коллектора:

$$\alpha_{\text{пс}} > = 0.31$$

$$K_{\Pi} > = 0.127$$

$$K_{\text{пр}} > = 0.51 \text{ мД}$$

Пласты Ю₂ - Ю₁² (тюменская свита) – петрофизические зависимости близлежащего месторождения:

$$\rho_v = 0.055 \text{ Омм}$$

$$R_{\Pi} = 2.284 * K_{\Pi}^{-1,2848}$$

$$K_v = 1.0155 * R_H^{-0,5113}$$

$$K_{\text{пр}} = 5 * 10^6 * K_{\Pi}^{7,5307}$$

$$K_{\Pi} = 0.09648 * \alpha_{\text{пс}} + 0,09849 \text{ – зависимость Лугинецкого месторождения}$$

Критические значения коллектора:

$$\alpha_{\text{пс}} > = 0.4$$

$$K_{\Pi} > = 0.136$$

$$K_{\text{пр}} > = 0.65$$

Для межзерновых коллекторов коры выветривания и палеозойских отложений – петрофизические зависимости близлежащего месторождения:

$$\rho_v = 0.044 \text{ Омм}$$

$$R_{\Pi} = 5.5045 * K_{\Pi}^{-1,0743}$$

$$K_v = 1.0648 * R_H^{-0,5418}$$

Для сложных коллекторов коры выветривания и палеозойских отложений использована следующая схема выделения коллекторов и определения их характера насыщения:

- определяется общая пористость по данным НГК, с учетом разного диаметра ствола скважины;
- определяется блоковая + трещинная пористость по данным акустического каротажа;
- по лабораторным исследованиям определяется средняя пористость по керну, которая в дальнейших расчетах принята за постоянную величину блоковой пористости;
- определяется вторичная пористость двумя способами: по разности пористости, определенной по НКТ и АК ($K_{п\text{ вт}} = K_{п\text{ общ}} - K_{п\text{ ак}}$) и по разности пористости по НГК и блоковой пористости по керну ($K_{п\text{ вт}} = (K_{п\text{ нкт}} - K_{п\text{ бл}})$);
- принято за основу, что емкостные свойства изучаемых коллекторов как с межзерновой пористостью, так и с вторичными порами одинаковы;
- анализ таблиц показывает, что вторичные пористости, определенные двумя методами близки между собой, за исключением кавернозных участков, где пористость по АК искажена, для дальнейших расчетов принять $K_{п\text{ вт}} = (K_{п\text{ нкт}} - K_{п\text{ бл}})$
- коэффициент нефтенасыщенности рассчитывается по соотношению для сложных коллекторов по формуле: $K_{нг} = (K_{п\text{ нкт}} - K_{п\text{ бл}}) / K_{п\text{ нкт}}$. [1]

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Материалы геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) используют для решения таких основных задач геологического и технического характера как:

- корреляция разрезов пробуренных скважин, оценка литологического состава пород и их стратиграфическая индексация;

- выделения коллекторов, оценка их характера насыщения, а также количественные определения для них коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и проницаемости; определения технического состояния обсадных колонн и цементного камня.

Достоверность решения этих задач зависит от применяемого комплекса ГИС и качества его материалов. На месторождении был реализован стандартный комплекс промыслово-геофизических исследований, который использовался при интерпретации в данной работе (таблица 3.1). В разведочных и эксплуатационных скважинах Западно-Лугинецкого месторождения выполнен следующий комплекс ГИС [1]:

- стандартный каротаж (ПС, 2 зонда из состава БКЗ, ПЗ);
- ПС и боковое каротажное зондирование (БКЗ+ПС);
- микрозондирование (МКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- боковой микрокаротаж и микрокавернометрия (БМК и МКВ);
- индукционный каротаж (ИК, ВИКИЗ);
- кавернометрия и профилометрия;
- резистивиметрия;
- радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, НГК);
- гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П);
- акустический каротаж (АК);
- акустический контроль цементационного раствора (АКЦ);
- инклинометрия.

Таблица 3.1 - Таблица выполненного комплекса промыслово-геофизических исследований Западно-Лугинецкого месторождения

№	Скважина	Дата каротажа	Методы ГИС													
			БКЗ	ПС	БК	ИК/ вик из	МКЗ	БМК МКВ	Станд. карота ж	Кавер но- метри я	Резисти - виметр ия	ГК	НГК	НКТ	АК (dT)	ГГК- П
1	180	13.01.1987	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
2	181	3.12.1987	+	+	+	+		+		+		+	+		+	
3	182	15.09.1988	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+			
4	183	22.03.1988	+	+	+	+	+		+		+	+	+		+	
5	184	27.04.2006	+	+	+	+	+	+		+	+	+		+		+
6	187	23.06.2006	+	+	+	+			+	+	+	+		+	+	
7	188	19.04.2007	+	+	+	+			+		+	+		+		
8	188 Р	10.08.2006	+	+	+	+	+	+		+		+		+		+
9	189	10.06.2007	+	+	+	+			+	+	+	+		+		
10	190	16.09.2006	+	+	+	+			+	+	+	+		+	+	
11	191	23.07.2007	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+		
12	519	9.02.2008	+	+	+	+			+	+	+	+		+		
13	521	15.09.2007	+	+	+	+	+		+	+	+	+		+		
14	522	20.10.2007	+	+	+	+			+	+	+	+		+		
15	523	14.11.2007	+	+	+	+			+		+	+		+		
16	524	17.12.2007	+	+	+	+			+	+	+	+		+		
17	529	30.03.2008	+	+	+	+			+	+	+	+		+		
18	535	22.04.2008	+	+	+	+			+	+	+	+		+		

Продолжение таблицы 3.1

19	536	28.05.2008	+ кром е А4М 0.5N	+	+	+			+	+	+	+		+	+	
20	547	02.02.2008	+	+	+	+			+	+	+	+		+		
21	580	22.12.2007	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+		+		
22	586	05.01.2008	+	+	+	+	+	+	+		+	+		+		

Стандартный каротаж проводился в разведочных скважинах от башмака кондуктора до забоя тремя зондами: подошвенным градиент-зондом А2М0.5N, кровельным градиент-зондом N0.5M2A, потенциал-зондом N6M0.5A или N11M0.5A с одновременной записью кривой ПС в масштабе глубин 1:500. Запись выполнялась аппаратурой ЕК-АГАТ, К-3, АБКТ, Э-1. Скорость записи составляла 2000-2500 м/час. Основной масштаб записи КС – 2.5 Ом/см, масштаб записи ПС – 12.5 мВ/см. Качество материалов стандартного каротажа, в основном, хорошее. В 16 скважинах, где использовался полимерный буровой раствор, метод ПС не работает.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось в продуктивной части разреза подошвенными градиент-зондами: А0.4М0.1N; А1.0М0.1N; А2.0М0.5N; А4.0М0.5N; А8.0М1.0N, а также кровельным градиент-зондом N0.5M2.0A с одновременной записью кривой ПС в масштабе глубин 1:200. Кроме того, в скважинах проводилась запись потенциал-зонда, за исключением скважин 181, 184, 188р.

Основной масштаб записи КС – 2.5 Ом/см. Запись кривых КС проводилась со скоростью от 2000 до 2500 м/час приборами типа К-3, АБКТ, Э-1. Масштаб записи кривой ПС – 12.5 мВ/см. Качество материалов БКЗ в основном хорошее.

Индукционный каротаж (ИК) проводился в интервале БКЗ, иногда в интервале стандартного каротажа, аппаратурой АИК-М (зонд 6Ф1), АИК-5 (зонд 7И1.6). Масштаб записи ИК – 10 мСм/м/см. Скорость регистрации составляла от 2000 до 2500 м/час. В 17 скважинах проведен высокочастотный индукционный каротаж изопараметрического зондирования прибором ВИКИЗ. Качество материалов индукционного каротажа хорошее.

Микрозондирование (МКЗ) проводилось в интервале БКЗ градиент-микрозондом А0.025М0.25N и потенциал-микрозондом А0.05М в 9 скважинах (180, 182, 183, 184, 188р, 191, 521, 580, 586). Запись зондами одновременная в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2.5 Ом/см.

Скорость регистрации, в основном, составляла 900-1000 м/час. Запись выполнялась аппаратурой МДО, МДО-3. Качество записи кривых хорошее.

Боковой каротаж (БК) выполнялся в интервалах БКЗ аппаратурой АБКТ, Э-1, К-3. Масштаб записи кривых логарифмический с модулем 10 см. Скорость записи составляла 2000-2500 м/час. Качество материалов бокового каротажа хорошее.

Боковой микрокаротаж (БМК) и микрокавернометрия (МКВ) проводились аппаратурой МБКУ и МК-АГАТ в интервале БКЗ. Масштаб записи БМК – 2.5 Омм/см, МКВ – 2.0 см/см. Скорость регистрации диаграмм составляла 800-1000 м/час. Качество материалов хорошее и удовлетворительное. В скважинах 183, 188,523 и 586 отсутствуют записи МКВ.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, НГК) проводился в продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200, иногда выше по разрезу в масштабе глубин 1:500. Запись производилась аппаратурой ДРСТ-3-90, РКС-3, РКС-3М, ТАГИС в колонне и в открытом стволе. Метод НГК проведён в 4 скважинах (180, 181, 182, 183). Для записи НКТ использовались Pu-Be источники нейтронов мощностью $0.92 \cdot 10^7$ - $1.09 \cdot 10^7$ н/с. В качестве индикаторов применялись кристаллы NaJ(Tl) размерами 40×40, 40×80 мм. Постоянная времени интегрирующей ячейки от 1.5 до 6 сек. Скорость регистрации диаграмм РК составляла в большинстве скважин 250-450 м/час, в некоторых скважинах 500-900 м/час. Масштаб записи ГК–1 мкР/ч/см, НГК – 0.1 усл.ед./см. Качество диаграмм, в основном, хорошее.

Гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П) проведён аппаратурой РКС-1 в двух скважинах (скв. 184, 188р). В качестве источника применялся Cs¹³⁷. Скорость записи 250-400 м/час, качество диаграмм хорошее.

Акустический каротаж (АК) проведен в 6 скважинах (180, 181, 183, 187, 190, 536). Запись кривых осуществлялась аппаратурой СПАК-6 (зонд И₂0.4И₁1.2П) в масштабе глубин 1:200 со скоростью 900-2500 м/час. [1]

Кавернометрия или профилометрия выполнена почти во всех скважинах. В скважинах 183, 188,523 и 586 отсутствуют записи кавернометрии. Измерения проводились в масштабе глубин 1:500 по всему стволу и в масштабе глубин 1:200 в интервале БКЗ. Кавернометрия и профилометрия выполнялись аппаратурой СКП-1, СКПД, К-3. Масштаб записи кривых 2.0 см/см. Скорость регистрации составляла 1200-2000 м/час. В целом, качество материалов хорошее.

Резистивиметрия проводилась с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое использовалось при обработке БКЗ, ИК, БК. Масштаб записи кривой 0.5 Ом/см. Масштаб глубин 1:500. Скорость регистрации до 3000 м/ч.

Инклинометрия проводилась с целью определения местоположения ствола скважины в пространстве и для определения абсолютных отметок глубин пластов. Шаг измерения по глубине составляет 25 метров, а в наклонно-направленных скважинах 10 м.

Для оценки технического состояния колонны и качества крепления ствола скважины выполнялись исследования методами термометрии, АКЦ, гамма-цементометрии.

Привязка интервалов перфорации осуществлялась по гамма-каротажу с записью магнитного локатора муфт до и после перфорации.

В целом, проведенный комплекс геофизических исследований позволяет проводить литологическое расчленение разреза скважин, выделять пласты - коллекторы, определять их характер насыщения, коллекторские свойства, нефтенасыщенность и соответствует требованиям Технической инструкции на проведение геофизических исследований скважин.

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

В разведочных скважинах, бурящихся на разведочно-эксплуатационном и поисково-оценочном этапах ГГР, материалы ГИС используются для решения следующих геологических задач:

- а) литологическое и стратиграфическое расчленение разреза и выделение пластов коллекторов;
- б) оценка ФЕС коллекторов;
- в) оценка характера насыщения и коэффициентов флюидонасыщенности;
- г) определение водонефтяного контакта;
- д) определение технического состояния скважины.

Целевым назначением большей части скважин является поиск залежей углеводородов в верхнеюрских отложениях, являющихся основным нефтегазоносным комплексом на территории области. Именно поэтому этот комплекс является наиболее детально охарактеризованным геофизическими методами исследований во всех скважинах.

4.2 Обоснование объекта исследований

В результате анализа работ прошлых лет, анализируя стратиграфические разбивки, изученность участка сейсморазведочными работами и глубоким бурением по кровле юрских отложений, проектом предусмотрено проведение геофизических исследований в скважине № 610. Заложеной в купол положительной, изолированной разломами структуры Западно-Лугинецкого месторождения. Бурение проектируется с забоем в 2600 м.



Рисунок 4.2.1– Схема размещения проектной скважины № 610 на Западно-Лугинецком месторождении на структурной карте по отражающему горизонту Па (кровля васюганской свиты).

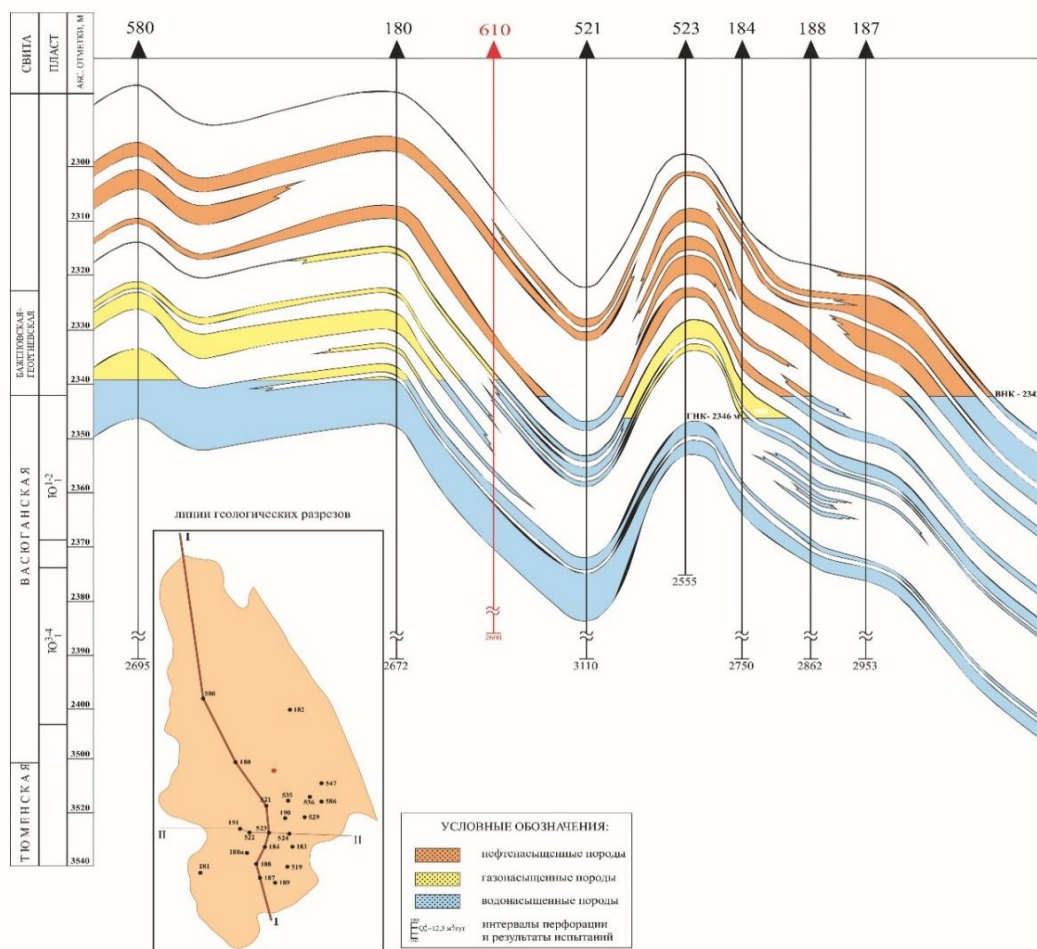


Рисунок 4.2.2 - Положение проектной скважины № 610 на геологическом разрезе I-I:

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Физико-геологическая модель (ФГМ) объекта дает возможность получить первоначальную информацию об объекте исследования и предусмотреть возможные осложнения в процессе проведения работ, а также выбрать оптимальным образом методы ГИС для решения поставленных задач. Физико-геологическая модель строится на основании анализа скважин, пробуренных на исследуемой площади. По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин построена ФГМ продуктивной части (горизонт Ю₁) Западно-Лугинецкого месторождения.

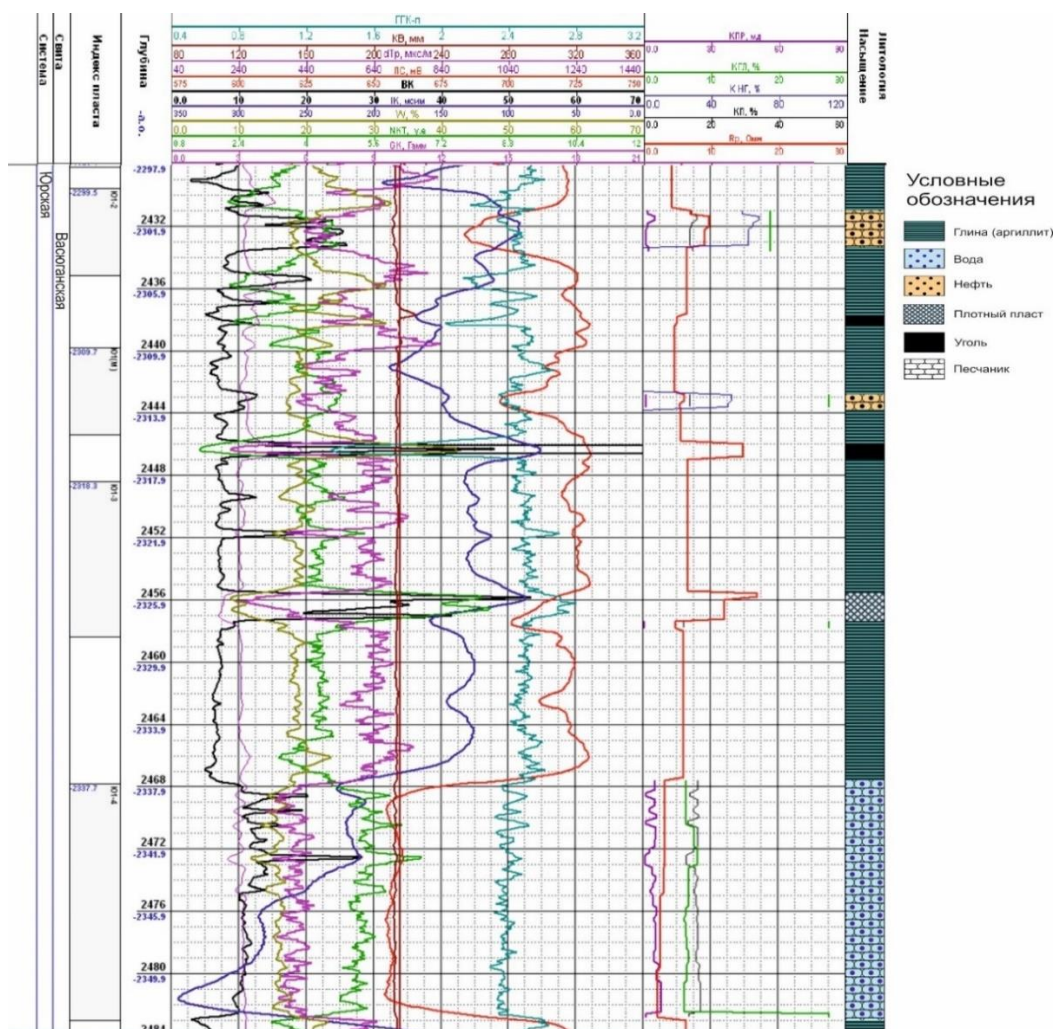


Рисунок 4.3.1 - Физико-геологическая модель горизонта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения

Продуктивный горизонт Ю₁ представлен следующими литологическими разностями:

- а) пласт Ю₁₋₂ сложен глинами, с прослоями угля, песчаниками;
- б) пласт Ю_{1-3/4} сложен глинами с прослоями плотной породы, песчаниками.

По данным ГИС литологический состав пород разреза отражается следующим образом. На каротажной диаграмме глины выделяются по низким значениям сопротивления, на кривой ПС – по положительным приращениям, на кривой ГК – по максимальным значениям.

Песчаным породам по кривой ПС соответствуют отрицательные приращения, амплитуда которых возрастает при снижении глинистости. По НКТ песчаники выделяются по средним значениям. По кривой ГК соответствуют низкие значения, повышающиеся с ростом глинистости и зависящие от минерального состава породы.

Угольные пласты выделяются по повышенным значениям сопротивления и по низким значениям радиоактивности, а также по пониженным показаниям НКТ.

4.3.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Выбор методов геофизических исследований основан на поставленных геологических задачах, а также исходя из физико-геологической модели.

Литологическое расчленение разреза и выделение пластов-коллекторов производится методами ПС, кавернометрией, БКЗ, МКЗ, дополнительные методы – БК, ИК, МБК, НГК. Определение глинистости осуществляется при помощи методов ГК и ПС. Для определения Кгп используются эмпирические зависимости от двойного разностного параметра по гамма-каротажу и относительной амплитуды аномалии $\alpha_{пс}$ по ПС. Определение пористости осуществляется при помощи методов НГК и ПС. Определение проницаемости коллекторов производится методами УЭС, глинистости – ПС и ГМ. Определение характера насыщения коллекторов и местоположения водонефтяного контакта осуществляется методами БК, АК. Контроль

технического состояния скважины производится методами АКЦ, инклинометрии, термометрии.

Метод потенциалов собственной поляризации (ПС) - основывается на изучении естественного стационарного поля. Образование этого поля связано с физико-химическими процессами, которые протекают на поверхностях раздела скважина-порода, а также между пластами с различной литологией.

Гамма-каротаж (ГК) – основан на изучении естественного гамма-поля по стволу скважины путем регистрации интегральной и дифференциальной интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов в горных породах. Таким образом, предметом исследования является – естественная радиоактивность горных пород, вскрытых скважиной.

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов: $^{238}_{92}\text{U}$, $^{226}_{88}\text{Ra}$, $^{232}_{90}\text{Th}$, $^{40}_{19}\text{K}$. Высокой радиоактивностью отличаются магматические породы, низкой радиоактивностью – осадочные породы, промежуточной отличаются метаморфические породы.

Кавернометрия – метод заключается в измерении диаметра скважины. Фактический диаметр скважины измеряется каверномерами. Кавернограмма – кривая фактического измерения диаметра скважины в масштабе глубин. При бурении диаметр долота зависит от конструкции скважины. Увеличение диаметра – образование каверн характерно для глинистых и углей, уменьшение – для песчаных пород-коллекторов, в которых возникает образование глинистой корки на стенке скважины.

Метод АК – основан на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн. Данные АК используются для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценка коэффициента пористости пород, определение положения ВНК и ГЖК.

Методы кажущегося сопротивления (КС) – основаны на изучении распределения искусственного стационарного и квазистационарного электрических полей в горных породах. В группу методов КС входят такие методы как: метод обычных зондов КС, метод специальных зондов КС, БКЗ, резистивиметрия, МКЗ.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) - состоит в измерении рк пластов по разрезу скважин набором однотипных зондов разной длины.

Сущность метода состоит в измерении рк однотипными зондами разной длины: 1) А0,4 М0,1 N; 2) А1,0 М0,1 N; 3) А2,0 М0,5 N; 4) А4,0 М0,5 N; 5) А6,0 М1,0 N; 6) N0,5 М2,0.

Метод микрозондирования (МКЗ) - по данным микрозондов (градиент-микрозонд А0,025М0,025N, потенциал-микрозонд А0,05М) хорошо выделяются породы-коллекторы, имеющие на своей поверхности глинистую корку. Однако глинистая корка одновременно с этим отрицательно сказывается на результатах количественных определений удельного сопротивления полностью промытой части коллектора.

Боковой каротаж (БК) – метод применяется для определения УЭС, для изучения маломощных пластов-коллекторов, для уточнения hэф.

Индукционный каротаж (ИК) – применяются для исследования вторичного электромагнитного поля среды, ЭДС которого прямо пропорциональна электропроводности горных пород. Вторичное электромагнитное поле возникает в окружающей среде за счет вихревых токов, которые индуцированы катушкой, питающейся от помещенного в скважину генератора переменного тока.

В методе ИК измеряется сэф, которая зависит от проводимостей пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, вмещающих пород, от dскв, h пласта, размера конструкции зонда.

Микробоковой каротаж - интерпретация диаграмм по данному методу заключается в оценке удельного электрического сопротивления промытой части пласта.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) – сущность метода состоит в исследовании интенсивности γ -поля, образовавшегося в результате поглощения тепловых нейтронов породообразующими элементами. НГК применяется для решения следующих задач: литологическое расчленения разреза; выделение пластов-коллекторов; определение их пористости; отбивка ВНК; выявления элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

Инклинометрия – метод позволяющий определить положения ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Его надо учитывать в процессе бурения скважины. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, расчета нормальной мощности пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины, которые могут осложнять спуск бурового инструмента, геофизических приборов, обсадных труб и скважинных фильтров.

Термометрия – метод заключается в измерении: 1) температуры по стволу скважины, которая производится для изучения местных (локальных) тепловых полей; 2) естественного теплового поля Земли; 3) искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве. Задачи, решаемые методом термометрии: 1) определение высоты подъема цемента за колонной; 2) выявление перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину; 3) установление интервалов поглощения жидкости или ее поступления из пласта в скважину в процессе бурения.

Контроль цементирования затрубного пространства АК основан на измерении амплитуды преломленной продольной волны, распространяющейся на обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний. Метод позволяет: 1) установить высоту подъема цемента; 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной; 3) обнаружить каналы, трещины и каверны; 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами.

Газовый каротаж – метод основан на исследовании количества и состава газа в промывочной жидкости. Метод является прямым методом изучения нефтегазоносных коллекторов, также газовый каротаж позволяет определить фазовый состав содержащихся в пласте углеводородов; выявлять водонасыщенные интервалы коллекторов, контактирующие с нефтенасыщенной зоной пласта.

Таким образом, в скважине № 610 проектом предусматривается выполнить следующие работы.

№	Название исследований	Масштаб
В кондукторе (открытый ствол)		
1	Стандартный каротаж	1:500
	ПС	1:500
	ГК и НГК	1:500
	Кавернометрия	1:500
Каротаж в открытом стволе		
2	Стандартный каротаж	1:500
	ПС	1:500
	ГК и НГК	1:500
	Кавернометрия	1:500
	Газовый каротаж	1:500
3	БК, БКЗ, ИК	1:200
Каротаж в продуктивной части разреза		
4	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и НГК, МБК	1:200
5	АК	1:200
	Кавернометрия	1:200
	Микрозондирование	1:200
	Газовый каротаж	1:500
Каротаж с целью определения технического состояния скважины		
6	Термометрия	1: 200
	АКЦ	1: 200
	Инклинометрия	Через 25 метров

5. Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

На Западно-Лугинецком месторождении запланированные ГИС будут проведены согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года.

Комплекс проводимых работ состоит из следующих этапов:

- а) подготовка к выезду на скважину;
- б) подготовительные работы на скважине;
- в) геофизические исследования на скважине;
- г) спускоподъемные операции;
- д) пересоединение скважинных приборов;
- е) разметка кабеля;
- ж) переезды на скважину и обратно;
- з) заключительные работы после возвращения на базу.

Общие исследования проводятся в скважине по всему стволу в масштабе 1:500 и охватывают методы стандартного каротажа, гамма и нейтронного гамма- каротажа, кавернометрии. Детальные ГИС проводятся в масштабе 1:200.

Выбор аппаратуры, масштабы и скорости записей представлены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 - Выбор аппаратуры и параметры записи

Вид исследования	Прибор	Масштаб записи	Скорость запись, м/час
Стандартный каротаж: ПС КС	К1А-723М	12.5 мВ/см 2,5 Ом*м/см	1800
Боковой каротаж	К1А-723М	-	1800
Индукционный каротаж	К1А-723М	20 мСим/см	1800
МКЗ	МК-Г	1 : 200	1000

БКЗ А4М0.5N; А0.4М0.5N; А1М0.5N; N0.5М2.0А; N6.0М0.5А	К1А–723М	2,5 Ом*м/см	2000
НКТ и ГК	РКС–3М	1 : 200; 1:500	160
Кавернометрия	СКПД	1 : 200; 1:500	1700
Инклинометрия	ИОН–1	ч/з 25 м	ч/з 10 м

К1А–723М предназначен для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. Прибор обеспечивает измерение за один проход по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК, резистивиметром, ПС. Внешний вид установки представлен на рис. 5.1.1.



Рисунок 5.1.1 – Внешний вид прибора К1А–М

РКС-3М предназначен для исследований газовых и нефтяных скважин методами двухзондового ННКт, и гамма-каротажа (ГК), по данным которых определяется водонасыщенная пористость и мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения горных пород. Прибор также имеет датчик локатора муфт (ЛМ). Схема зондовых установок прибора РКС-3М приведена на рис. 5.1.2.

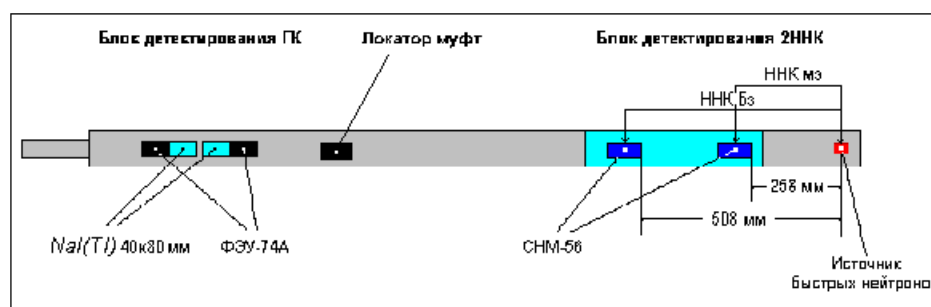


Рисунок 5.1.2 - Схема зондовых установок прибора РКС-3М

СКПД – скважинный каверномер. Контроль технического состояния ствола скважины основан на использовании скважинного каверномеров-профилемеров. Получаемые данные позволяют судить о форме сечения скважины, выявлять в ней наличие каверн, желобов, уступов и других аномальных отклонений от номинального диаметра (5.1.3).

ИОН-1 – магнитный инклинометр, предназначенный для непрерывного измерения азимутального и зенитного углов в функции глубины необсаженных скважин до 5000 м с выводом результатов на экран монитора компьютера, построением профиля обмеренного участка скважины в трех проекциях с указанием мест отклонения скважины от заданной траектории и выдачей результатов на принтер непосредственно на буровой (рис 5.1.4).



Рисунок 5.1.3 - Скважинный каверномер СКПД



Рисунок 5.1.4 - Магнитный инклинометр ИОН-1

Геофизическая станция КЕДР-02 (рис. 5.1.5) обеспечивает прием и обработку информационных, аналоговых и цифровых сигналов. Которые поступают по одножильному (или трехжильному) геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также поступают от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.

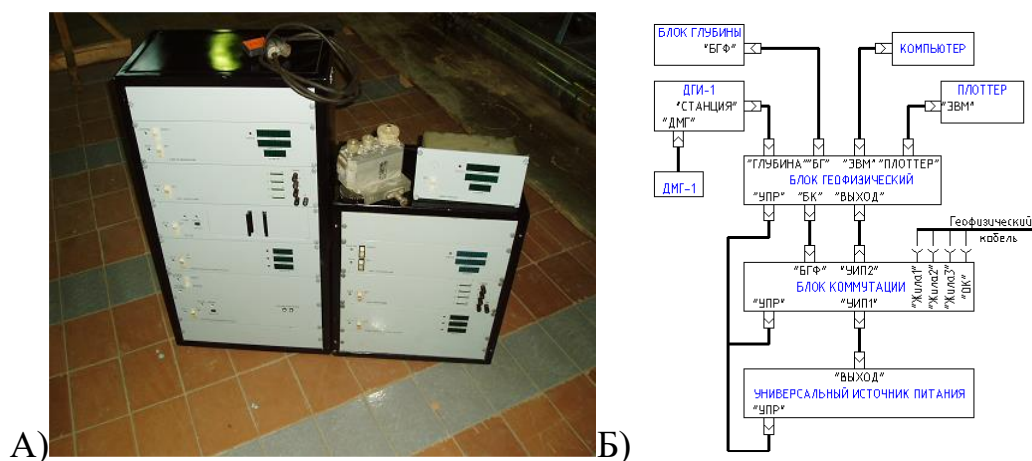


Рисунок 5.1.5 - Геофизическая лаборатория «КЕДР». а) Блок–схема «Кедр–02», б) Станция «Кедр–02»

5.2 Интерпретация геофизических данных

Первичное редактирование данных геофизических исследований осуществляется на скважине. К первичному редактированию относится: регистрация данных каротажа с использованием геофизической станции КЕДР, а также программного комплекса регистрации данных геофизических исследований. Программное обеспечение (ПО) проводит регистрацию измеряемых параметров с визуальным контролем замера. ПО функционирует под операционными системами Windows 2000/XP, UNIX.

Анализ качества регистрируемых диаграмм. Главная задача этого этапа – это увязка квантов глубины записи сигналов каротажного прибора по магнитным меткам, с последующим расчленением зарегистрированных сигналов отдельно по каждому методу. Изменение в этой системе параметров тарировки зондов дают возможность автоматически пересчитать сигнал в новое значение параметра и получить несколько значений параметра в зависимости от характеристик тарировки, вплоть до возможности использования приборов без тарировок. [19]

Первичные данные создаются в формате LAS. Главными целями вторичного контроля результатов ГИС являются: оценка полноты

выполнения заявленного комплекса геофизических исследований; возможность использования результатов измерений для количественной и качественной интерпретации.

Вторичный контроль качества осуществляется при приемке интерпретационной службой предприятия первичных материалов от ППП.

Выделение коллекторов.

Главной предпосылкой для выделения коллекторов по данным ГИС является отличие коллекторов по ФЕС от вмещающих пород не коллекторов.

Признаки коллектора могут быть прямыми (качественными) и косвенными (количественными).

Качественные признаки основаны большей проницаемости коллектора в сравнении с вмещающими породами не коллекторами. Основными качественными признаками являются:

- сужение d скважины относительно номинального, которое фиксируется на кавернограммах, микрокавернограммах, профилеграммах;
- положительные приращения на диаграммах микрозондов ($МГЗ < МПЗ$);
- присутствие радиального градиента сопротивлений, которое определяется по диаграммам разноглубинных электрических методов исследования;
- изменение показаний различных геофизических методов во времени.

Для количественных признаков используются количественные критерии различных параметров, которые соответствуют границе коллектор–неколлектор. Чаще всего используются следующие параметры:

- $K_{пр}$ и соответствующие для данного типа коллектора $K_{п}$, $K_{кл}$, $K_{карб}$;
- коэффициенты фазовой проницаемости нефти, газа и воды;
- геофизические параметры: двойной разностный параметр ГК, относительная амплитуда ПС, а также другие параметры для продуктивных и водоносных пластов. [19]

5.3 Методика и технология обработки данных ГИС

Методика интерпретации геофизических материалов для Западно-Лугинецкого месторождения производилась на основе известных и апробированных в практике интерпретации методик.

В процессе работ были использованы материалы обработки геофизических и петрофизических данных, полученные в результате ранее выполненных исследований.

Процесс, связанный с обработкой и интерпретацией геофизических данных, начиная с получения цифровой информации, ее редакции до определения подсчетных параметров (Нэф, Кп, Кнг) как по прослоям, так и в целом по пластам, осуществлялся с применением современных вычислительных и программных средств на базе персонального компьютера. В качестве основного программного средства использовался комплекс программ ГеоПоиск.

Определение исходных геофизических параметров

Определение удельного электрического сопротивления

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) - используется для оценки характера насыщения коллекторов и определения коэффициента нефтегазонасыщенности.

Непосредственное определение УЭС выполняется в программе “Электрометрия” ГеоПоиск базирующейся на изорезистивной методике, которая позволяет не только оценить качество результатов исследований электрическими методами по заданному набору опорных пластов, но и внести соответствующие корректировки и подобрать оптимальное удельное электрическое сопротивление раствора.

Технология определения УЭС включает два этапа: оценку качества результатов исследований по заданному набору опорных пластов и определение УЭС в попластовом режиме.

На первом этапе по результатам обработки опорных пластов, в качестве которых использовались мощные непроницаемые и водонасыщенные пласты с небольшой зоной проникновения, проводилось уточнение сопротивления промывочной жидкости (ρ_c) и оценка качества (выявление систематических погрешностей в показаниях) зондов БКЗ, БК, ИК.

На втором этапе в пластах толщиной более 1.6 м за результирующее принималось удельное электрическое сопротивление, определенное в попластовом варианте по комплексу БКЗ+БК+ИК.

В пластах толщиной менее 1.6 м для УЭС определяется по комплексу, включающему индукционный метод, боковой и малые зонды БКЗ, с учётом априорной информации об электрических параметрах зоны проникновения. В тех скважинах, где использовался полимерный буровой раствор, определение сопротивления производилась по зонду ВИКИЗ.

Относительная аномалия ПС (α_{nc})

Относительная аномалия определяется по общепринятой методике. На уровне максимальных показаний на кривой ПС, соответствующих глинам, проводится опорная «линия глин». От этой линии отсчитывается величина наблюдаемой аномалии ПС для всех исследуемых пластов-коллекторов. Затем рассчитывается относительная амплитуда ПС, представляющая собой отношение показаний ПС в исследуемом и опорном пластах:

$$\alpha_{nc} = \alpha U_{nc} / \alpha U_{nc}^{макс}$$

В качестве опорных пластов выбираются, как правило, наиболее чистые водоносные коллекторы с максимальной амплитудой ПС.

Определение двойного разностного параметра ГК

Двойной разностный параметр ГК ($dJ_{ГК}$), в большей степени характеризующий глинистость, является одним из основных геофизических параметров при определении фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов. Рассчитывался $\Delta J_{ГК}$ по двум опорным пластам по формуле:

$$dJ_{ГК} = (J_{ГК} - J_{ГК}^{\min}) / (J_{ГК}^{\max} - J_{ГК}^{\min})$$

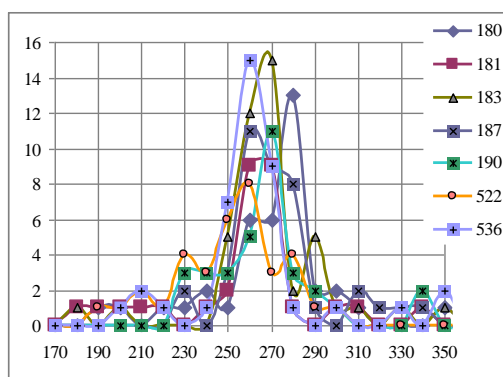
За опорный пласт с максимальными показаниями выбирались глины, залегающие перед баженовской свитой. Данный опорный пласт устойчив по физико-литологическим свойствам и поэтому пригоден для определения величины $J_{ГК}^{\max}$. Минимальные значения гамма-каротажа $J_{ГК}^{\min}$ снимались против чистого неглинистого пласта в каждой скважине в интервале залегания конкретного продуктивного горизонта.

Определение интервального времени пробега упругой волны

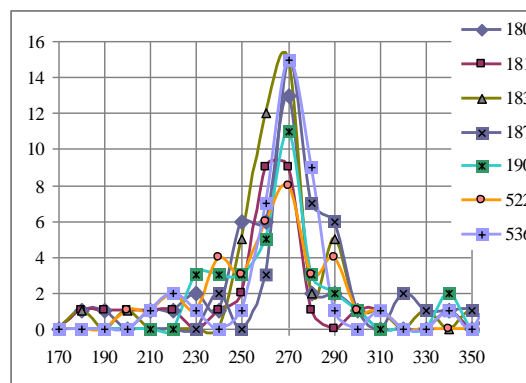
Интервальное время пробега упругой волны dt определялось непосредственно по кривым акустического каротажа.

Надёжным критерием при этом является показание dt в свободной колонне (dt_{κ}), которое должно быть 183 ± 5 мкс/м. К сожалению, запись в свободной колонне не всегда присутствует на диаграммном материале. Поэтому качество записи контролировалось, в основном, по показаниям dt против плотных карбонатизированных песчаников, которые обычно находятся в диапазоне 160-200 мкс/м.

Кроме того, по горизонту Ю₁ для более точного определения качества диаграмм акустического каротажа по каждой скважине было построено статистическое распределение по dt . В результате сопоставления этих распределений была определена генеральная совокупность кривых распределений dt , по которой видно, что показания dt против коллекторов находятся в диапазоне 250-290 мкс/м (рисунок 5.3.1 а).



а



б

Рисунок 5.3.1 - Распределения интервального времени (dt) по данным акустического каротажа до (а) и после (б) нормировки

В скважинах, где распределения dt отклоняются от генеральной совокупности (эталона), проведена корректировка показаний кривых dt . На рис. 4.4.1 показаны кривые распределений dt до и после нормировки

Выделение коллекторов

Выделение коллекторов в разрезе скважин продуктивных пластов проводилось по результатам комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов. К коллекторам относятся песчаники и алевролиты, обладающие прямыми качественными признаками проникновения в них фильтрата промывочной жидкости, что указывает на проницаемость пластов и наличие в них подвижного флюида.

Прямыми качественными признаками являются:

- наличие на стенках скважин глинистых корок, приводящих к сужению ствола скважин и устанавливаемых по данным кавернометрии или профилометрии;
- наличие положительных приращений на кривых микрозондов при невысоких значениях сопротивлений;
- изменение удельного электрического сопротивления пластов в радиальном направлении, устанавливаемое по данным электрических методов каротажа с различным радиусом исследований (БКЗ, ВИКИЗ, БК и МБК).

Выделение плотных карбонатных, углистых и глинистых непроницаемых прослоев, присутствующих в коллекторах, выполнялось по комплексу методов: АК, МЗ, МБК, БК, БКЗ, КВ, ГК, ННК-Т с последующим исключением из эффективных толщин. Таким образом, для выделения коллекторов привлекался практически весь комплекс ГИС.

Точность отбивки границ прослоев равна 0.2 м, наименьшая мощность выделенных коллекторов равна 0.4 м.

Выделение эффективных толщин в скважинах, пробуренных на полимерных растворах, затруднено, поэтому выделение эффективных толщин проводилось в следующей последовательности: на первом этапе по комплексу ГК, НГК, ГГКп, акустического каротажа и ВИКИЗ предварительно выделялись все проницаемые пласты и далее по количественным критериям «коллектор-неколлектор» уточнялись эффективные толщины. Поэтому для выделения коллекторов в такой ситуации привлекались данные радиоактивного (ГК, НКТ) и акустического каротажа. С этой целью были выполнены два сопоставления геофизических параметров это $dT-dГК$ и $dНКТ-dГК$, на которых отмечены пропластки, характеризующиеся как приточные по испытанию, а так же «коллектора-неколлектор» по ГИС (рис. 5.3.2). Сопоставление $dНКТ-dГК$ выполнено для нефтяных пластов так как в газоконденсатной части пласта на показания нейтронного метода может влиять остаточный газ. Исходя из анализа этих сопоставлений, к коллекторам в целом по всему пласту относились пропластки с $dT > 237$ мкс/м, $dГК < 0.47$, в нефтяной части пласта $dНКТ < 0.5$.

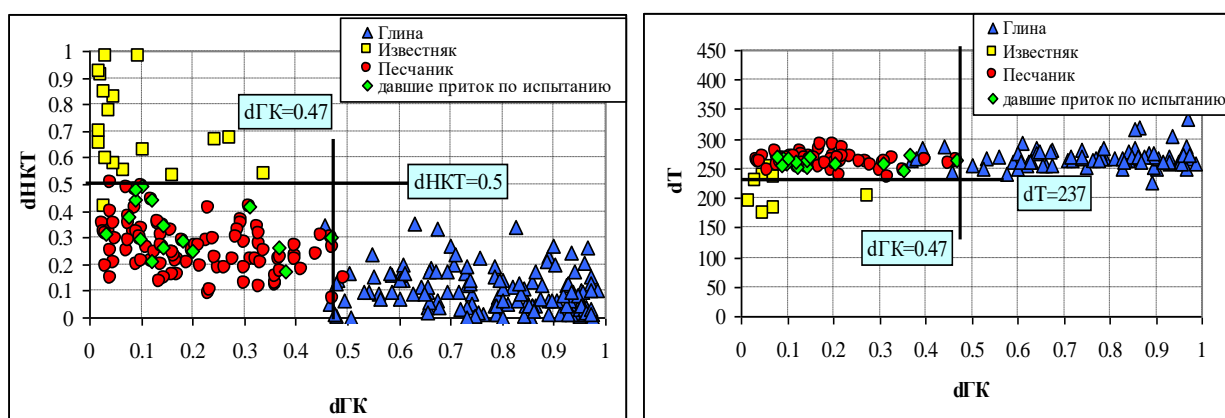


Рисунок 5.3.2 - Сопоставления геофизических параметров $dT-dГК$ (а) и $dНКТ-dГК$ (б) где отмечены пропластки, характеризующиеся как приточные по испытанию, а также коллектора и неколлектора по ГИС

Граничные значения $K_{по\ гр}$, $K_{пр\ абс\ гр}$, устанавливаются путем сопоставления их с величинами эффективной ($K_{п.эф}$) или динамической ($K_{п.дин}$) пористости, рассчитываемых по формулам:

$$K_{п.эф} = K_{по} (1 - K_{во});$$

$$K_{п.дин} = K_{по} (1 - K_{во} - K_{но});$$

где: $K_{во}$ и $K_{но}$, соответственно, коэффициенты остаточной водо- и нефтенасыщенности.

Порода приобретает свойства продуктивного коллектора, т.е. может отдавать нефть, при $K_{п.дин} > 0$ и при $K_{п.эф} > K_{п.эф.гр}$. По верхнеюрским отложениям месторождений Томской области среднее значение остаточной нефтенасыщенности равняется 30.0 %, которое и было принято для расчета динамической пористости (рисунок 5.3.3).

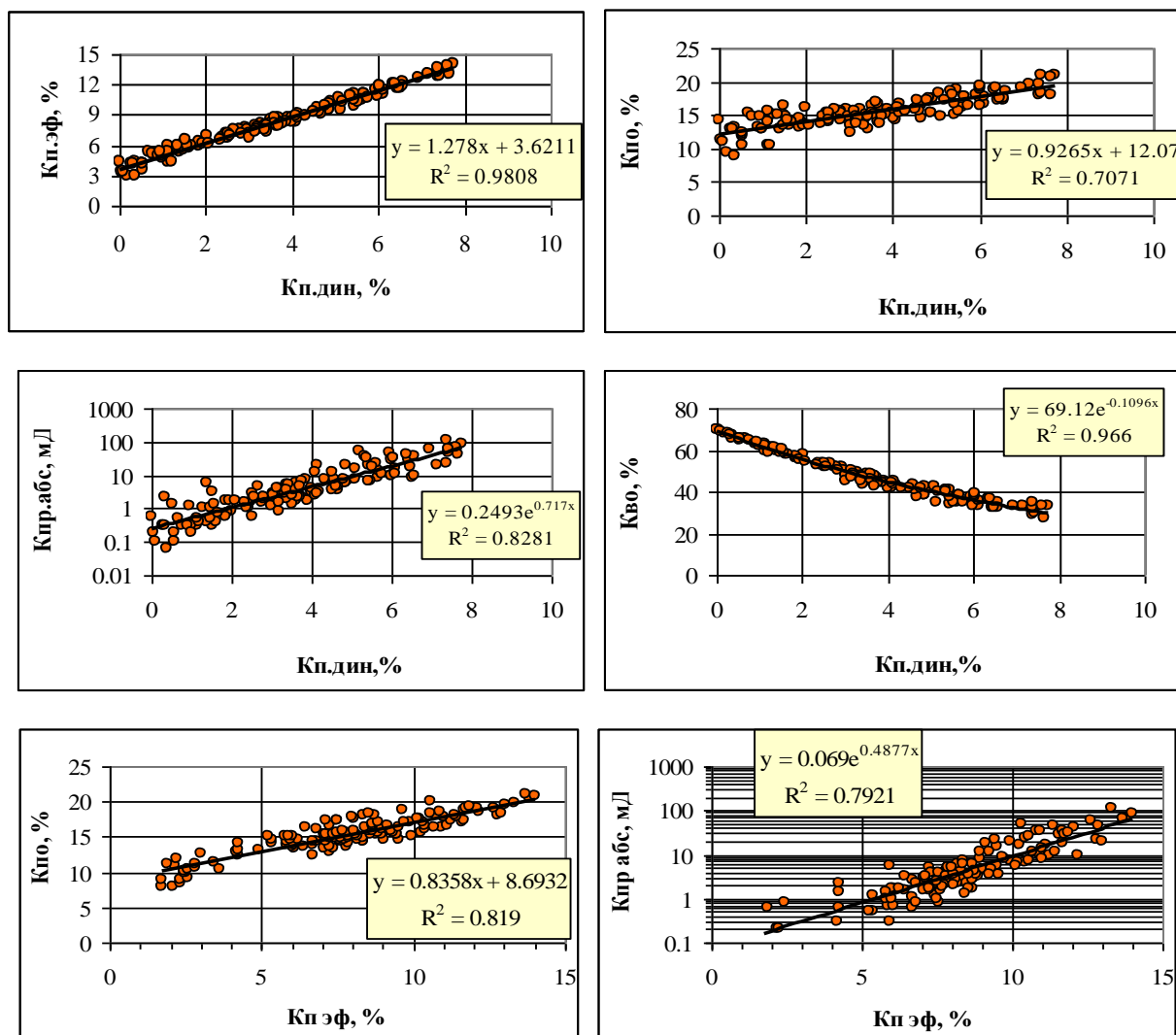


Рисунок 5.3.3 - Сопоставления динамической и эффективной пористости с коэффициентами открытой пористости и абсолютной проницаемости

Для выделения эффективных толщин использовались следующие граничные значения; $k_{п.эф.гр}=3.62\%$, $k_{по.гр}=11.9\%$, $K_{пр\ абс\ гр}=0.33$ мД.

Определение характера насыщения

Оценка характера насыщения коллекторов основывается на знании величины граничного удельного сопротивления (ρ_n^{zp}), выше которого ожидаются притоки безводной нефти или газа. Для установления значений ρ_n^{zp} были выполнены сопоставления открытой пористости с сопротивлением пласта по испытанным объектам, которые показаны на рис. 3.8. Исходя из этих сопоставлений граничные значения удельных сопротивлений ρ_n^{zp} принято равным - 4.5 Ом*м.

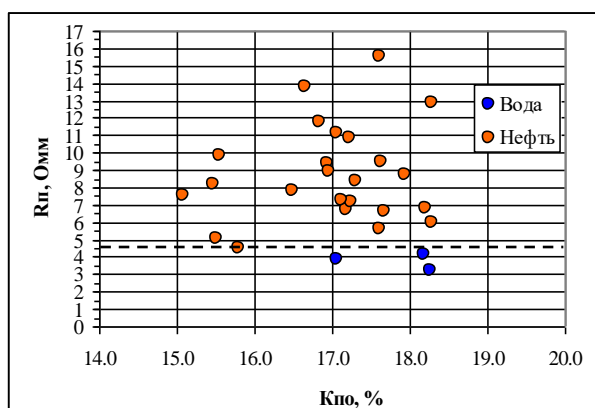


Рисунок 3.8 - Сопоставления открытой пористости с пористостью пласта по испытанным объектам

Определение коэффициента пористости

Коэффициент пористости является одним из основных параметров при подсчете запасов нефти и газа и определяется по данным керна и каротажа. Степень охарактеризованности продуктивной толщи данными керна крайне неравномерная.

Определение коэффициента пористости по данным ПС

Определение коэффициента пористости выполнено по данным ПС с использованием зависимости $K_{\text{по}}^{\text{кern}} = f(\alpha_{\text{ПС}})$, построенной по горизонту Ю₁ Западно-Лугинецкого и Лугинецкого месторождений (рисунок 5.3.4).

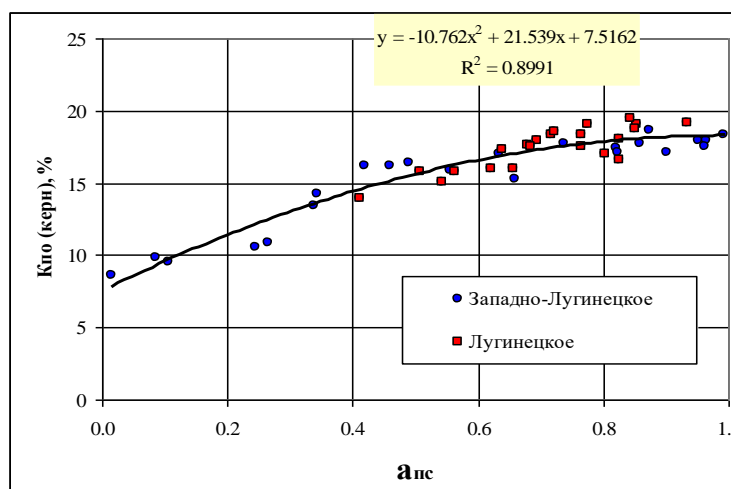


Рисунок 5.3.4 - Зависимость типа $K_{\text{по}}^{\text{(кern)}} = f(\alpha_{\text{ПС}})$ для пласта Ю₁ построенная по Лугинецкому и Западно-Лугинецкому месторождениям

Определение коэффициента пористости по данным акустического каротажа

При определении пористости по данным АК авторами была использована статистическая связь между $K_{\text{п}}$ (по керну) и ΔT (по ГИС) с учетом глинистости пород (по ПС) полученная В.Г.Фоменко для коллекторов Западной Сибири и апробированная в ГКЗ на многих месторождениях.

$$dT = 0.175cK_{\text{п}}^2(\alpha_{\text{ПС}} - 0.05)^{-0.5} + 180$$

Где: $0.175c$ – комплексный параметр (далее обозначается «С»), который учитывает размерность величин и степень уплотнения пород; величина 180 принята как $dT_{\text{ск}}$.

Для нахождения коэффициента $0.175c$ необходимо решить уравнение Фоменко относительно коэффициента «С» при этом значение пористости было взято по керну. Уточненный таким способом коэффициент «С» был рассчитан по формуле $C = ((dT - 180) * (\alpha_{\text{ПС}} - 0.05)^{0.5}) / K_{\text{п}}^2$ и составляет 0.224.

Прежде чем приступить к определению пористости, следует оценить качество записи кривых АК и при необходимости выполнить корректировку

кривых dT (см. гл. 4.4). После проведения оценки качества материалов АК и уточнения величин коэффициента C , рассчитывался коэффициент пористости по следующей формуле:

$$K_{п} = ((dT-180)*(a_{пс}-0.05)^{0.5}/0.224)^{0.5}$$

Определение коэффициента пористости по данным ГК

В скважинах, пробуренных на полимерных растворах, невозможно определить пористость по вышеописанным методикам, так как ПС там не работает. В связи с этим было произведено сопоставление $dJ_{ГК}$ с открытой пористостью по керну, что показало хорошую сходимость (рисунок 5.3.5).

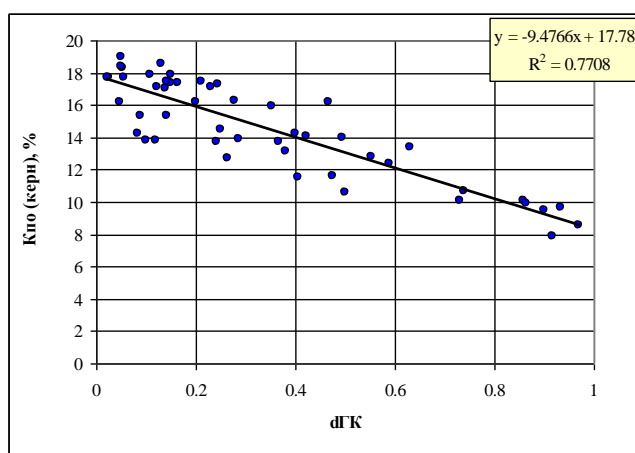


Рисунок 5.3.5 - Зависимость типа $K_{по}^{(керн)}=f(dJ_{ГК})$ для пласта Ю₁ построенная по Западно-Лугинецкому месторождению

Определение пористости по данным нейтронного каротажа

Пористость по данным нейтронного каротажа на Западно-Лугинецком месторождении определялась по методике двух опорных пластов. В качестве опорного пласта, имеющего самое высокое водородосодержание, были использованы пропластки углей. В качестве второго опорного пласта с низким водородосодержанием использовался плотный пласт.

Значение пористости в углях приравнивалось к 40%, а в плотных пластах было принято 3%.

Определение K_{Π} по данным нейтронных методов основано на связи их показаний с суммарным водородосодержанием пород ($\omega\Sigma$).

Суммарное водородосодержание ($\omega\Sigma$), определяемое по данным НК, связано с общей пористостью K_{Π} и глинистостью следующим выражением:

$$\omega\Sigma = K_{\Pi} + \omega_{\text{св}} K_{\text{гл}},$$

Где: $\omega_{\text{св}}$ - водородосодержание связанной воды ($\omega_{\text{св}} = 0.34$); $K_{\text{гл}}$ - объёмная глинистость.

Определение глинистости коллекторов проводилось по относительной амплитуде ПС ($\alpha_{\text{пс}}$) по формуле Стайбера $K_{\text{гл}} = (0.5 * (1.01 - \alpha_{\text{пс}})) / (1.5 - (1.01 - \alpha_{\text{пс}}))$ при бурении скважин на пресной промывочной жидкости и по данным двойного разностного параметра с применением формулы М.М.Элланского $K_{\text{гл}} = 1.055 - (1.14 - 1.111 * d_{\text{ГК}})^{0.5}$ при бурении скважин на полимерных растворах.

В связи с недостаточным метрологическим и петрофизическим обеспечением, а также некоторой условностью выбора опорных пластов, этот метод определения пористости пород Западно-Лугинецкого месторождения дает наименее надежный результат.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

В настоящем подсчете запасов нефти и газа коэффициенты нефтегазонасыщенности определялись по стандартной методике с использованием зависимостей $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ и $K_{\text{в}} = f(P_{\text{п}})$ построенных по данным ядра горизонта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения (рис. 5.3.6, 5.3.7). Минерализация пластовой воды принято по Лугинецкому месторождению и равна 50.2 г/л. Температура пласта варьирует от 82.5 до 86.1 °С со средним значением 84.3. Удельное сопротивление пластовой воды определялось по зависимости вида.

$\lg \rho_{\text{в}} = 1.486081 - 0.78211 * (\log M) - 0.72417 * (\log T)$, построенной с учетом палеток Б.Ю. Вендельштейна и равняется 0.058 Ом*м.

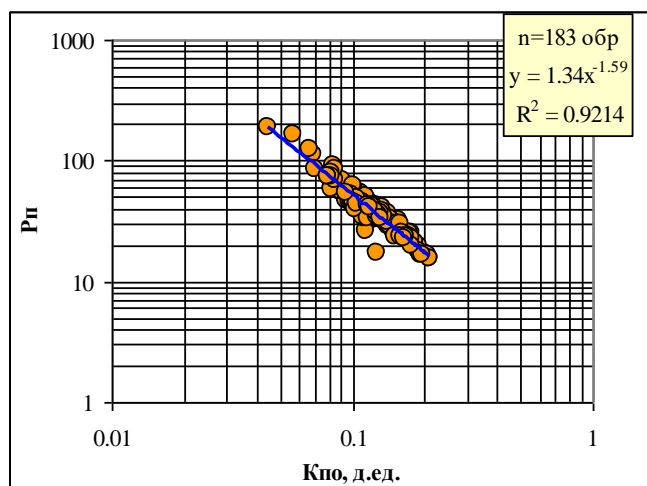


Рисунок 5.3.6 - Петрофизическая зависимость типа $P_n=f(K_{по})$ для пласта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения

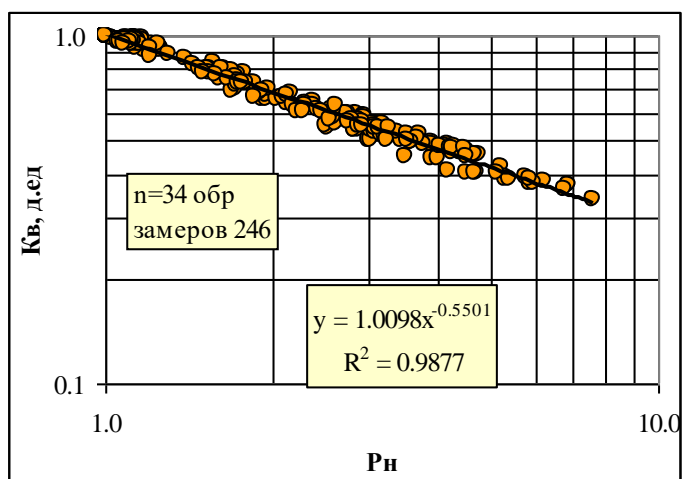


Рисунок 5.3.7 - Петрофизическая зависимость типа $K_v=f(P_n)$ для пласта Ю₁ Западно-Лугинецкого месторождения

6. Анализ методов определения коэффициента пористости на Западно-Лугинецком месторождении

Пористость пласта является одним из наиболее важных факторов, влияющих на эффективность разработки месторождений нефти и газа. Кроме того, этот показатель определяет возможность нахождения в месторождении экономически привлекательного количества углеводородов. Поэтому оценка этого показателя является чрезвычайно важной при расчете экономической привлекательности проекта по разработке месторождения нефти или газа.

Анализ результатов определения коэффициента пористости по данным ГИС

Достоверность определения пористости по материалам ГИС оценивается путем сопоставления ее с результатами анализа керна по интервалам с высоким его выносом (80-100 %) и высокой частотой определения коллекторских параметров (не менее 3-х определений на 1 м разреза). Первое условие на Западно-Лугинецком месторождении выдерживалось. Планку второго условия, как уже указывалось выше, пришлось снизить до 2-х определений на 1 м разреза, то есть наряду с представительным керном для оценки достоверности определений пористости по ГИС использовались керновые данные с меньшей представительностью. При появлении новой литолого-петрофизической информации модель необходимо уточнить.

Результаты определений открытой пористости различными методами ГИС в продуктивных пластах Западно-Лугинецкого месторождения показали, что методы ГК, АК-ПС, $\alpha_{\text{ПС}}$ вполне эффективны и могут быть использованы при подсчете запасов по сравнению с нейтронным каротажем (рисунок 6.1, таблица 6.1).

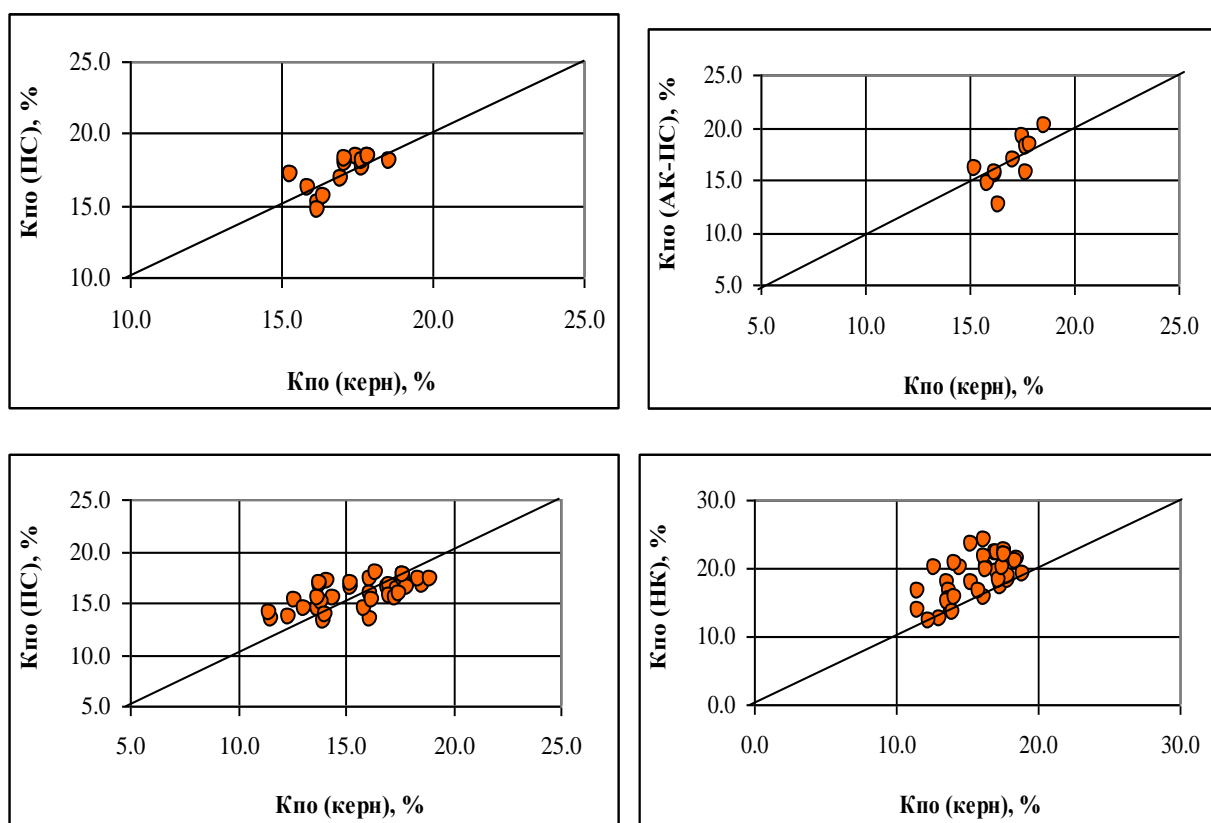


Рисунок 6.1 - Сопоставление пористости определенной по ГИС и керну

Ошибки в определении $K_{п}$ по методам ПС, АК-ПС, ГК достигают до ± 2.0 % в абсолютных величинах и составляют в среднем – 0.1 %. Вероятность отклонения величин пористости более чем на 2.0 % абсолютных не превышает 10.0 %.

Для метода НК наблюдается большой разброс точек. Ошибка определения пористости по данным нейтронного каротажа варьирует от -0.7 до +8.3 со средним значением +2.8 %. Столь большие погрешности связаны с недостаточным метрологическим и петрофизическим обеспечением, а также некоторой условностью выбора опорных пластов.

Рассмотрев различные методы определения коэффициента пористости, можем сделать следующие выводы: для подсчета запасов рекомендуется коэффициент пористости определять:

а) в скважинах, где выполнены АК, ПС, ГК как среднее значение по ПС, АК+ПС, ГК;

б) в скважинах, где не проведен АК и ПС по методу ГК.

Для принятой пористости ошибка определения до $\pm 1.8\%$ в абсолютных величинах и составляют в среднем 0.04% . Вероятность отклонения величин пористости более чем на 1.8% абсолютных не превышает 10.0% (рис. 6.2).

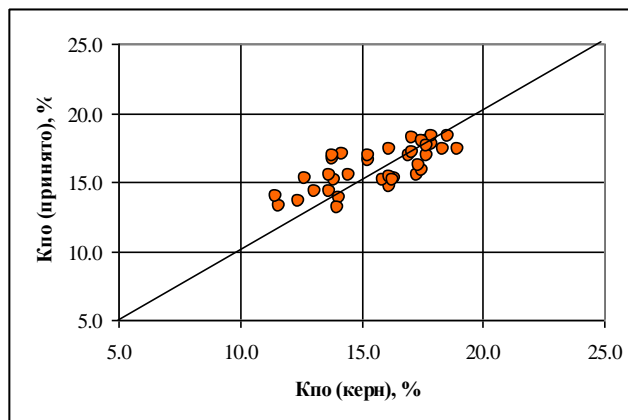


Рисунок 6.2. Сопоставление пористости определенной по ГИС и керну

Таблица 6.1 - Поинтервальное сопоставление коэффициентов пористости по данным керна и ГИС для пластов Ю₁

№ скв.	Кровля м	Подошва м	Плас т	h, м	% вынос а керна	Кол -во обр.	Кол- во обр./ м	к _п керн, %	к _п , апс %	Dk _п %	к _п (апс - АК), %	Dk _п , %	к _п , НК, НГК, %	Dk _п %	к _п (ГК), %	Dk _п %	к _п прин, %	Dk _п %
180	2437,6	2438,8	Ю ₁ ³⁻⁴	1,2	95,0	4,0	3,3	16,2	15,1	1,1	15,3	0,9	15,5	0,7	13,4	2,8	14,6	1,6
180	2446,2	2446,8	Ю ₁ ³⁻⁴	0,6	100,0	2,0	3,3	16,4	15,5	0,9	12,6	3,8	20,0	-3,6	17,8	-1,4	15,3	1,1
180	2450,2	2451,0	Ю ₁ ³⁻⁴	0,8	96,0	1,0	1,2	15,9	16,2	-0,3	14,7	1,2	16,5	-0,6	14,4	1,5	15,1	0,8
180	2456,0	2457,2	Ю ₁ ³⁻⁴	1,2	100,0	2,0	1,7	16,2	14,7	1,5	15,5	0,7	21,7	-5,5	15,9	0,3	15,4	0,8
180	2459,4	2460,6	Ю ₁ ³⁻⁴	1,2	95,7	3,0	2,5	17,7	17,6	0,1	15,7	2,0	22,4	-4,7	17,3	0,4	16,8	0,9
180	2460,6	2461,4	Ю ₁ ³⁻⁴	0,8	95,7	2,0	2,5	17,7	18,1	-0,4	18,1	-0,4	21,8	-4,1	17,6	0,1	17,9	-0,2
180	2466,4	2467,8	Ю ₁ ³⁻⁴	1,4	95,7	2,0	1,4	17,7	18,3	-0,6	19,4	-1,7	20,5	-2,8	16,8	0,9	18,2	-0,5
180	2467,8	2471,0	Ю ₁ ³⁻⁴	3,2	82,3	6,0	1,9	18,6	18,1	0,5	20,1	-1,5	21,4	-2,8	16,6	2,0	18,3	0,3
181	2449,2	2450,8	Ю ₁ ¹⁻²	1,6	86,0	3,0	1,9	15,3	17,0	-1,7	16,0	-0,7	23,6	-8,3	16,4	-1,1	16,5	-1,2
182	2432,2	2433,2	Ю ₁ ¹⁻²	1,0	100,0	2,0	2,0	17,0	16,8	0,2			22,3	-5,3	16,5	0,5	16,8	0,2
182	2438,4	2441,4	Ю ₁ ³⁻⁴	3,0	98,0	6,0	2,0	17,9	18,3	-0,4			18,6	-0,7	16,4	1,5	18,3	-0,4
182	2459,6	2462,6	Ю ₁ ³⁻⁴	3,0	89,7	9,0	3,0	17,1	18,2	-1,1			19,4	-2,3	15,6	1,5	18,2	-1,1
183	2464,4	2466,2	Ю ₁ ¹⁻²	1,8	75,0	7,0	3,9	17,5	18,3	-0,8	19,1	-1,6	18,2	-0,7	16,4	1,1	17,9	-0,4
183	2467,4	2468,2	Ю ₁ ¹⁻²	0,8	75,0	1,0	1,2	17,1	18,0	-0,9	16,8	-15,8	22,2	-5,1	16,6	0,5	17,1	0,0
184	2448,8	2449,4	Ю ₁ ¹⁻²	0,6	100,0	2,0	3,3	11,6					13,9	-2,3	13,3	-1,7	13,3	-1,7
184	2451,6	2452,2	Ю ₁ ¹⁻²	0,6	100,0	5,0	8,3	11,5					16,6	-5,1	13,9	-2,4	13,9	-2,4
184	2459,2	2460,4	Ю ₁ ¹⁻²	1,2	100,0	4,0	3,3	14,5					20,0	-5,5	15,4	-0,9	15,4	-0,9
184	2460,4	2461,4	Ю ₁ ¹⁻²	1,0	100,0	4,0	4,0	13,7					17,7	-4,0	14,3	-0,6	14,3	-0,6
184	2461,4	2462,6	Ю ₁ ¹⁻²	1,2	100,0	8,0	6,7	14,2					20,6	-6,4	17,0	-2,8	17,0	-2,8
184	2468,0	2469,0	Ю ₁ ¹⁻²	1,0	100,0	2,0	2,0	12,7					20,0	-7,3	15,3	-2,6	15,3	-2,6
184	2472,4	2473,6	Ю ₁ ¹⁻²	1,2	100,0	4,0	3,3	16,2					24,2	-8,0	17,3	-1,1	17,3	-1,1
184	2477,0	2478,4	Ю ₁ ³⁻⁴	1,4	100,0	6,0	4,3	18,4					20,9	-2,5	17,3	1,1	17,3	1,1
184	2478,4	2479,4	Ю ₁ ³⁻⁴	1,0	100,0	5,0	5,0	17,3					18,2	-0,9	15,5	1,8	15,5	1,8
184	2479,4	2480,0	Ю ₁ ³⁻⁴	0,6	100,0	1,0	1,7	14,1					15,6	-1,5	13,8	0,3	13,8	0,3
184	2480,4	2481,2	Ю ₁ ³⁻⁴	0,8	100,0	3,0	3,8	17,5					19,9	-2,4	15,8	1,7	15,8	1,7

Продолжение таблицы 6.1

187	2653,8	2655,0	Ю ₁ ¹⁻²	1,2	100,0	9,0	7,5	15,3					17,7	-2,4	16,9	-1,6	16,9	-1,6
187	2655,0	2657,0	Ю ₁ ¹⁻²	1,9	100,0	11,0	5,8	13,8					16,7	-2,9	16,7	-2,9	16,7	-2,9
187	2657,0	2659,0	Ю ₁ ¹⁻²	2,0	100,0	15,0	7,5	13,8					15,4	-1,6	16,8	-3,0	16,8	-3,0
188p	2572,0	2572,6	Ю ₁ ¹⁻²	0,6	100,0	1,0	1,7	13,1					12,6	0,5	14,3	-1,2	14,3	-1,2
188p	2579,2	2580,4	Ю ₁ ¹⁻²	1,2	100,0	3,0	2,5	13,5					12,2	1,3	13,6	-0,1	13,6	-0,1
188p	2580,4	2582,0	Ю ₁ ¹⁻²	1,6	100,0	8,0	5,0	13,9					13,6	0,3	15,1	-1,2	15,1	-1,2
188p	2590,0	2591,0	Ю ₁ ¹⁻²	1,0	100,0	4,0	4,0	13,7					14,9	-1,2	15,5	-1,8	15,5	-1,8
188p	2591,8	2592,4	Ю ₁ ¹⁻²	0,6	100,0	2,0	3,3	14,0					13,6	0,4	13,1	0,9	13,1	0,9
188p	2594,6	2596,6	Ю ₁ ¹⁻²	2,0	98,0	5,0	2,5	17,4					17,2	0,2	16,2	1,2	16,2	1,2
188p	2600,4	2601,2	Ю ₁ ³⁻⁴	0,8	98,0	6,0	7,5	19,0					18,9	0,1	17,3	1,7	17,3	1,7
188p	2601,2	2602,0	Ю ₁ ³⁻⁴	0,8	94,5	1,0	1,2	17,7					22,0	-4,3	17,6	0,1	17,6	0,1
188p	2602,8	2604,6	Ю ₁ ³⁻⁴	1,8	94,5	3,0	1,7	16,3					19,7	-3,4	15,2	1,1	15,2	1,1

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Расчет средств для разработки и эксплуатации рассматриваемого объекта, является одним из важнейших этапов при осуществлении поиска финансирования для проведения исследований и лицензирования полученных результатов. Данный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем, должны представить в итоговой форме реализуемый бюджет, востребованность, состояние и перспективы проводимых исследований.

Целью данного раздела является - расчет финансовой стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины № 610 Западно-Лугинецкого месторождения.

Для расчета финансовой стоимости выполнения геофизических исследований (ГИС) необходимо уточнить следующие задачи:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

С учетом решения данных задач была сформирована структура и содержание раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

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

7.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В

свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей, возможно применение их комбинаций с использованием таких характеристик, как возраст, пол, национальность, образование, любимые занятия, стиль жизни, социальная принадлежность, профессия, уровень дохода.

Целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка. Размер компании очень важен, т.к. крупные компании часто используют новые технологии и могут поддаться риску, потому что имеют возможность возместить убытки.

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

Таблица 7.1.1 - Карта сегментирования рынка услуг

Размер компаний	Сегменты нефтегазовой промышленности		
	Разведка и добыча углеводородов	Переработка углеводородов	Транспортировка углеводородов
Малые	ПАО «Сургутнефтегаз»	Частные небольшие компании	
Средние	«Нижневартовскнефтегаз» «Ноябрьскнефтегаз» ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика»	Различные дочерние компании «Газпром» и «Роснефть»	Дочерние компании «Газпром», «Транснефть».
Крупные	«Газпром», «Роснефть», «Шлюмберже», «Хелибертон», «Везерфорд»	«Газпром» «Роснефть», «Шеврон»	«Газпром», ПАО «Транснефть»

Оттенок цвета коррелируется с уровнем конкуренции в сегменте. Чем темнее оттенок, тем выше уровень конкуренции.

Помимо уровня конкуренции важен уровень вхождения в сегмент. Чем крупнее игроки в сегменте, тем сложнее стать его частью, а потому малые компании, занимающиеся преимущественно региональными заказами наиболее перспективны как клиенты. Малые фирмы так же зачастую выполняют роль подрядчиков своих более крупных соседей, а потому с наибольшей вероятностью данный проект перейдет в распоряжение малых региональных структур.

Исходя из административного и географического положения месторождения, наиболее перспективными клиентами в данном случае будут выступать компании типа «Газпромнефть-Восток» и «ТомскГазпромгеофизика».

Кроме того, стоит учитывать дальнейшее вовлечение других клиентов на последующих этапах разработки, будь то бурение скважин и проведение сопроводительных работ.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

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

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);

- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 7.1.2:

Таблица 7.1.2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
3. Помехоустойчивость	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
4. Энергоэкономичность	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
5. Надежность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
6. Уровень шума	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
7. Безопасность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	3	3	4	0,06	0,06	0,08
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
10. Простота эксплуатации	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,02	4	4	4	0,08	0,08	0,08
12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	5	5	0,3	0,3	0,3
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Цена	0,15	5	5	5	0,75	0,75	0,75
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,02	3	3	3	0,06	0,06	0,06

Продолжение таблицы 7.12

5. Послепродажное обслуживание	0,02	3	2	2	0,06	0,04	0,04
6. Финансирование научной разработки	0,02	3	3	3	0,06	0,06	0,06
7. Срок выхода на рынок	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
8. Наличие сертификации разработки	0,02	5	4	4	0,1	0,08	0,08
Итого	1	87	78	76	4,67	4,2	4,07

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (7.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Конкурентоспособность разработки составила 4,67, в то время как у других аналогов 4,2 и 4,07. Результат показал, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям как: повышение производительности труда пользователя, удобство в эксплуатации, цена и энергоэкономичность.

7.2. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Комплекс работ ГИС, запланированный на Западно-Лугинецком месторождении предназначен для уточнения границ продуктивного горизонта Ю1, с последующим литологическим расчленением разреза и корреляцией его пластов, определением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и характера насыщения. Данные сведения представляют исключительную ценность, так как точные данные о развитии границ продуктивной части месторождения позволяют прогнозировать его

дальнейшую перспективность с точки зрения последующих разработок, строительства добывающих скважин и т.д.

Забой проектируемой скважины – 2600м, работы будут выполняться по одной скважине.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ. Виды и объемы проектируемых работ по данному проекту (таблица 7.2.2) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

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

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения ПО (Таблица 7.2.1).

Таблица 7.2.1 - Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование	Кол-во, шт.
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал – 4320	1
Каротажная станция семейства КЕДР-02	1
Ноутбук	1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)	1
Спутниковый телефон	1
Аппаратура	
Электрический каротаж (КС, ПС, БКЗ, БК, Резистивимитрия)	К1А-723М
ГК и НГК	РКС-3М
Микрозондирование	МК-Г

Инклинометрия	ИОН-1
Кавернометрия	СКПД
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):	
Программное обеспечение Кедр-02	1

Таблица 7.2.2 - Виды и объемы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				Кровля	Подошва
Каротаж в кондукторе (открытый ствол)					
1	Стандартный каротаж ПС ГК и НГК Кавернометрия	1:500	2600	1500	2600
2	Каротаж в открытом стволе				
3	Стандартный каротаж ПС ГК и НГК Кавернометрия Газовый каротаж	1:500	2600	1500	2600
4	БК, БКЗ, ИК	1:200	2600	1500	2600
Каротаж в продуктивной части разреза					
6	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и НГК, МБК	1:200	2600	1500	2600
7	АК Кавернометрия Микрозондирование Газовый каротаж	1:200	2600	1500	2600
Каротаж с целью определения технического состояния скважины					
9	Термометрия АКЦ	1:200	2600	1500	2600
10	Инклинометрия	Через 25 м.	2600	1500	2600

Проектируемые работы помимо комплекса ГИС определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным

метражом спускоподъемных операций (СПО) с производением записи, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, в размере 100% от стоимости полевых работ. Получаем: расстояние от базы до места проведения работ – 70 км; средняя скорость автомобиля – 40 км/ч; СПО – 2600 м.

7.2.1 Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования

Расчёт затрат времени и труда проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине. Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Расчет затрат времени

Расчет затрат времени будем считать для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат времени приведен в таблице 7.2.3).

Таблица 7.2.3 - Расчет затрат времени

Вид работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм	Кол-во			
Стандартный каротаж	м	4500	3	мин/100м	135
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
ПС	м	2600	3	мин/100м	78

Продолжение таблицы 7.2.3

Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	2600	3	мин/100м	78
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (тчк через 50 м)	тчк	2600	1,8	мин/тчк	46,8
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	49	мин/опер	49
РК(ГК, НГК),	м	4000	30	мин/100м	1200
РК(ГК, НГК),	м	2100	10,2	мин/100м	214,2
Вспомогательные работы при РК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
МБК	м	2100	50	мин/100м	1050
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
ИК	м	2100	3	мин/100м	63
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
БК, БКЗ, Микрозондирование	м	2100	3,3	Мин/100м	69,3
Вспомогательные работы при БК, БКЗ, Микрозондирование	опер	1	39	Мин/опер	39
АК	м	2100	10.8	Мин/100м	226,8
Вспомогательные работы при АК	опер	1	54	Мин/опер	54
Термометрия	м	2600	7	Мин/100м	182
Вспомогательные работы при термометрии	опер	1	54	Мин/опер	54
АКЦ	м	2600	3.53	Мин/100м	97,8
Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	1.48	Мин/опер	1,48
СПК	м	30000	1,18	мин/100м	354

Продолжение таблицы 7.2.3

ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
Проезд	км	70	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	133
Тех. дежурство	Парт-ч	12	60	мин/парт-ч	720
Итого	На запись диаграммы:			3440,6	
	Всего:			5259,08	

Расчет затрат труда

Расчет затрат труда также считаем для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат труда приведен в таблице 7.2.4).

Таблица 7.2.4 - Расчет затрат труда

Вид работ	Объем		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР		
	Ед. изм	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час
Стандартный каротаж	м	4500	0,18	чел-час/100 м	8,1	0,12	чел-час/100 м	5,4
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	1,56
ПС	м	2600	0,18	чел-час/100 м	4,68	0,12	чел-час/100 м	3,12
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	1,56
Кавернометрия	м	2600	0,22	чел-час/100 м	5,72	0,15	чел-час/100 м	3,9

Продолжение таблицы 7.2.4

Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	2600	2,94	чел-час/опер	7644	1,96	чел-час/опер	5096
Инклинометрия (тчк через 50 м)	тчк	2600	0,108	чел-час/100 м	2,80	0,072	чел-час/100 м	1,87
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел-час/опер	1,02	0,68	чел-час/опер	0,68
ИК	м	2100	0,18	чел-час/100 м	3,78	0,12	чел-час/100 м	2,52
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	1,56
РК(ГК, ННКТ), МЛМ (1:200)	м	4000	1,8	чел-час/100 м	72	1,2	чел-час/100 м	48
РК(ГК, ННКТ), МЛМ (1:500)	м	2100	0,61	чел-час/100 м	12,81	0,41	чел-час/100 м	8,61
Вспомогательные работы при РК	опер	1	5,25	чел-час/опер	5,25	3,5	чел-час/опер	3,5
МБК	м	2100	3	чел-час/100 м	63	2	чел-час/100 м	42
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	2,16
БК, БКЗ, Микрозондирование	м	2100	0,18	чел-час/100 м	3,78	0,12	чел-час/100 м	2,52
Вспомогательные работы при БК, БКЗ, Микрозондирование	опер	1	2,34	чел-час/опер	2,34	1,56	чел-час/опер	1,56
АК	м	2100	0,65	чел-час/100 м	13,65	0,43	чел-час/100 м	9,03
Вспомогательные работы при АК	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	2,16
Термометрия	м	2600	0,42	чел-час/100 м	10,92	0,28	чел-час/100 м	7,28
Вспомогательные работы при термометрии	опер	1	3,24	чел-час/опер	3,24	2,16	чел-час/опер	2,16

Продолжение таблицы 7.2.4

АКЦ	м	2600	0,00	чел- час/100 м	0	19,06	чел- час/100 м	495,56
Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	0,00	чел- час/опер	0	7,99	чел- час/опер	7,99
СПК	м	30000	0,07	чел- час/100 м	21	0,05	чел- час/100 м	15
ПЗР	опер	1	6,72	чел- час/опер	6,72	4,48	чел- час/опер	4,48
Проезд	Парт -ч	12	3,6	чел- час/пар т-ч	43,2	2,4	чел- час/парт -ч	28,8
На запись диаграмм: чел-час.					201,24			629,81
Всего: чел-час.					7941,51			5798,98

Таким образом общие затраты времени 13740,49 чел-час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 831,05 минут или 13,8 часов.

7.3 Разработка графика проведения научного исследования

На основе таблицы 7.2.3 строится линейный календарный план-график. График строится по длительности исполнения работ в рамках исследования.

Таблица 7.3.1 - Линейный календарный план проведения работ на объекте

Наименование операции	Время, ч	Продолжительность работ, ч												
		2	4	6	8	12	14	16	18	20	22	24	26	
Подготовительные	6													
Сборка комплекса	6													
Регистрация	13,8													

7.4 Расчет производительности труда, количества партий

Расчет производительности труда, комплексной геофизической партии, продолжительности выполнения работ осуществляется по формуле:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T}, \quad (7.2)$$

Где: Q – объем работ; $P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц; T – время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{с}} \times C, \quad (7.3)$$

Где: $P_{\text{с}}$ – производительность труда за сутки; C – количество суток в месяце.

Для выполнения, планируемого объема работ ГИС промыслово-геофизической партии на одной скважине будет затрачено 560 часов. Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}} = 240$ ч, $T = 560/8 = 70$ дней = 1 месяц, 10 дней.

Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты 28 дней, то для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине потребуется две партии.

7.5. Расчет сметной стоимости проекта

Таблица 7.5.1 - Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм	Стоимость объема работ, руб	Повыш. коэфф.		Итого, руб
		Ед. изм	Кол-во				Коэфф удор	Коэфф. норм. усл.	

1	Стандартный каротаж	м	4500	22,6	Руб./100м	1017	3,4	1,3	4495,1
2	Вспомогательные работы при стандартно м каротаже	опер	1	240,87	Руб./опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
3	ПС	м	2600	22,6	Руб./100м	587,6	3,4	1,3	2597,2
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	Руб./опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
5	Кавернометрия	м	2600	22,91	Руб./100м	595,66	3,4	1,3	2632,8
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	Руб./опер	247,19	3,4	1,3	1092,6
7	Инклинометрия (тчк через 25 м)	тчк	2600	5,24	Руб./тчк	136,24	3,4	1,3	602,2
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	Руб./опер	64,17	3,4	1,3	283,64
9	БК, БКЗ, Микрозондирование	м	2100	22,6	Руб./100м	474,6	3,4	1,3	2097,7
10	Вспомогательные работы при БК, БКЗ, Микрозондирование	опер	1	240,87	Руб./опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
11	ИК	м	2100	22,6	Руб./100м	474,6	3,4	1,3	2097,7
12	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	240,87	Руб./опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
13	РК(ГК, ННКт), МЛМ (1:200)	м	4000	170,97	Руб./100м	6838,8	3,4	1,3	30227,5
14	РК(ГК, ННКт), МЛМ (1:500)	м	2100	113,99	Руб./100м	2393,8	3,4	1,3	10580,6
16	МБК	м	2100	290,06	Руб./100м	6091,26	3,4	1,3	26923,36
17	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	275,24	Руб./опер	275,24	3,4	1,3	1216,5

Продолжение таблицы 7.5.1

20	АК	м	2100	72,14	Руб./100м	1514,9	3,4	1,3	6695,8
21	Вспомогательные работы при АК	опер	1	293,9	Руб./опер	293,9	3,4	1,3	1299
22	Термометрия	м	2600	22,6	Руб./100м	587,6	3,4	1,3	2597,2
23	Вспомогательные работы при термометрии	опер	1	240,87	Руб./опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
24	АКЦ	м	2600	72,14	Руб./100м	1875,64	3,4	1,3	8290,3
25	Вспомогательные работы при АКЦ	опер	1	293,9	Руб./опер	293,9	3,4	1,3	1299
26	СПК	м	28600	7,34	Руб./100м	2099,24	3,4	1,3	9278,6
27	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	Руб./опер	573,35	2,9 4	1,15	1938,5
28	Проезд	км	80	15,49	р/км	1239,2	1,5 1	1,15	2151,87
29	Тех дежурство	Парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,2 8	1,15	4054,12
30	Итого:								127774,3

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 127774,3 рублей.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 15500 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 127774,3 рублей.

Стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 255548,6 руб.

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ 1)

Общая сметная стоимость работ по проекту (форма СМ1) рассчитывается в соответствии с инструкцией по составлению проектов и смет (таблица 7.5.2).

Таблица 7.5.2 - Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ (форма СМ-1)

№	Наименование работ и затрат	Объем		Итого затрат на объем / руб.
		Ед. изм.	Кол-во	
1	2	3	4	5
1	Основные расходы:			
	комплекс геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией		1	127774,3
	полевые каротажные работы		1	127774,3
	расход топлива		1	15500
	контрольно-интерпретационные работы		1	127774,3
	ИТОГО:			398822,9
2	Накладные расходы	%	15	59823,44
3	Плановые накопления	%	25	87741,03
4	Компенсированные затраты			
	полевое довольствие	%	3	11964,68
	доплаты	%	8	31905,83
	охрана природы	%	5	19941,14
5	Резерв	%	10	39883,29
Итого сметная стоимость				251259,41
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)				470611,02

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину, составила – 470611,02 рублей.

8. Социальная ответственность

Для работников на Западно-Лугинецком месторождении предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Ст. 147 ТК РФ).

На работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдается специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Ст. 221 ТК РФ).

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию оборудования, согласно ГОСТ 12.2.034-78. Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны, очищены и готовы к работе согласно РД 153-39.0-072-01.

Выполнение запроектированных геофизических работ на Западно-Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях. Все работы по расположению рабочей зоны ведутся согласно НПАОП 74.2-1.02-90.

8.1 Производственная безопасность. Вредные факторы

8.1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры

Проанализируем микроклимат в помещении, где находится рабочее место. Микроклимат производственных помещений определяют следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха. Эти факторы влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 8.1.1 и 8.1.2

Таблица 8.1.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.2

Таблица 8.1.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагрева. Согласно нормам, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м³[1]. В

нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

8.1.2 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается вентиляционным и рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2 / 2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБА [4].

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты (СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

- устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
- изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов, например любой пористый материал – шамотный кирпич, микропористая резина, поролон и др.);

– применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты:

– применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

8.1.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [5].

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни (ПДУ) облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт./см² , время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ:

- защита временем;
- защита расстоянием;
- снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
- заземление экрана вокруг источника;
- защита рабочего места от излучения;

СИЗ

– Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

- Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO₂).

8.1.4 Недостаточная освещенность.

Для обеспечения требуемой освещенности необходимо использовать совмещенное освещение, создаваемое сочетанием естественного и искусственного освещения. При данном этапе развития осветительной техники целесообразно использовать люминесцентные лампы, которые по

сравнению с лампами накаливания имеют большую светоотдачу на ватт потребляемой мощности и более естественный спектр.

Минимальный уровень средней освещенности на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должен быть не менее 200 лк.

В расчётном задании должны быть решены следующие вопросы:

- выбор системы освещения;
- выбор источников света;
- выбор светильников и их размещение;
- выбор нормируемой освещённости;
- расчёт освещения методом светового потока.

В данном расчётном задании для всех помещений рассчитывается общее равномерное освещение.

Таблица 8.1.3 - Габариты помещения.

Параметр	Обозначение	Значение, м
Длина	A	6
Ширина	B	4
Высота помещения	H	4

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД – 2-30, $\lambda = 1,4$, $l_{св} = 0,933$

Приняв $h_c = 0,5$ м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{пр} = 4 - 0,5 - 1,1 = 2,4 \text{ м};$$

Расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 * 2,4 = 3,36 \text{ м};$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L/3 = 3,36/3 = 1,12 \text{ м}.$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3}L)}{L} + 1 = \frac{4 - \frac{2}{3} \cdot 3,36}{3,36} + 1 = 1,5 \approx 2, \quad (8.1.1)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L)}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{6 - \frac{2}{3} \cdot 3,36}{0,933 + 0,5} = 2,6 \approx 3. \quad (8.1.2)$$

Размещаем светильники в 2 ряда по 2 светильника в ряду с соблюдением условий: L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (A) и ширине (B) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (A) и ширине (B) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

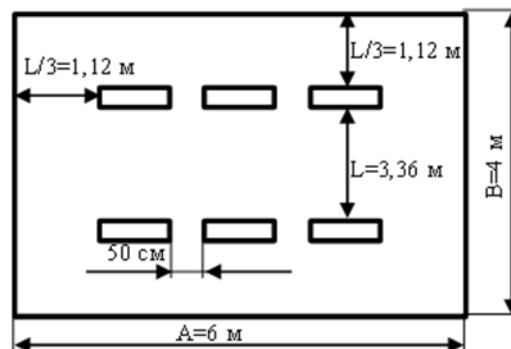


Рис. 8.1.1 - План размещения светильников на потолке

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен $\rho_{\text{с}}$ и потолка $\rho_{\text{п}}$.

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = S / h (A + B) \quad (8.1.3)$$

Проведем расчет индекса помещения:

Площадь помещения:

$$S = A * B = 6 * 4 = 24 \text{ м}^2 \quad (8.1.4)$$

Индекс:

$$i = \frac{S}{h*(A+B)} = \frac{24}{2.4*(6+4)} = 1$$

Согласно этим данным, коэффициент использования светового потока будет равен 46 % или в долях $\eta=0,46$.

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно (табл. 4.10) [БЖД Практикум 2009-2020].

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi_{рас} = E_{н} * S * K_{з} * Z / N * \eta \quad (8.1.5)$$

Где: $E_{н}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05- 95, лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; $K_{з}$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли; Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{ср}/E_{min}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = E_{н} * S * K_{з} * Z / * \eta = 200 * 24 * 1,3 * 1,1 / 12 * 0,46 = 1243 \text{ лм};$$

Согласно указанной методике, выбираем тип источника света.

Наиболее подходящим вариантом является 30 ваттная лампа ЛД, у которой $\Phi=1650$ лм. Для выбранного типа лампы подходит светильник ОД-2-30 с длиной = 933 мм.

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$- 10\% \leq ((\Phi_{расч} - \Phi_{станд})/\Phi_{расч}) * 100\% \leq + 20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$- 10\% \leq (2020 - 1243)/1243) * 100 \% \leq + 20\%$$

$$- 10\% \leq +0,62 \% \leq + 20\%$$

Результат расчета укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N * P_i = 12 * 30 \text{ Вт} = 360 \text{ Вт}.$$

8.1.5 Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ

Защита от ионизирующих излучений: ГОСТ 12.4.120-83 ССБТ «Средства коллективной защиты от ионизирующих излучений. Общие технические требования».

От альфа-лучей можно защититься путём: Увеличение расстояния до Источника Ионизирующего Излучения (ИИИ), т.к. альфа-частицы имеют небольшой пробег, использования спецодежды и спецобуви, т.к. проникающая способность альфа-частиц невысока, исключения попадания источников альфа-частиц с пищей, водой, воздухом и через слизистые оболочки, т.е. применение противогазов, масок, очков и т.п. В качестве защиты от бета-излучения используют: Ограждения (экраны), с учётом того, что лист алюминия толщиной несколько миллиметров полностью поглощает поток бета-частиц.

ГОСТ 12.4.120-83 ССБТ «Средства коллективной защиты от ионизирующих излучений. Общие технические требования»:

- использование принципов защиты, применяемых при работе с источниками излучения в закрытом виде;
- герметизация производственного оборудования для изоляции процессов, которые могут быть источниками поступления радиоактивных веществ во внешнюю среду; мероприятия планировочного характера;
- применение санитарно-технических устройств и оборудования, использование защитных материалов;
- использование средств индивидуальной защиты и санитарная обработка персонала;
- выполнение правил личной гигиены.

Защиту от рентгеновского излучения и гамма-излучения необходимо организовывать с учётом того, что эти виды излучения отличаются большой проникающей способностью.

Наиболее эффективны следующие мероприятия (как правило, используемые в комплексе):

- увеличение расстояния до источника излучения;
- сокращение времени пребывания в опасной зоне;
- экранирование источника излучения материалами с большой плотностью (свинец, железо, бетон и др.);
- использование индивидуальных средств защиты органов дыхания, кожных покровов и слизистых оболочек;
- дозиметрический контроль внешней среды.

КРИТИЧЕСКИЙ ОРГАН — орган, ткань, часть тела или все тело, облучение которого в соответствующих условиях причиняет наибольший ущерб здоровью данного лица или его потомства. К. о. разделяют на группы, различающиеся по радиочувствительности. В порядке убывания радиочувствительности предельно допустимые дозы устанавливаются для трех групп К. о.:

I группа — все тело, гонады и красный костный мозг;

II группа — мышцы, щитовидная железа, жировая ткань, печень, почки, селезенка, жел.-киш. тракт, легкие, хрусталик глаза и другие органы, за исключением тех, которые относятся к I и III группам;

III группа — костная ткань, кожный покров, кисти, предплечья, лодыжки и стопы.

Таблица 8.1.4 – Предельные дозы техногенного облучения

Нормируемые величины	Предельные дозы	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза ($H_{эф}$)	20 мЗв/год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв/год	1 мЗв/год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв/год
Эквивалентная доза за год: В хрусталике глаза, В коже, В кистях и стопах	150 мЗв 500 мЗв 500 мЗв	15 мЗв 50 мЗв 50 Зв

8.2 Опасные факторы.

8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, Rзаземления, СКЗ, СИЗ

Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

- защитное заземление, зануление;
- малое напряжение;
- электрическое разделение сетей;
- защитное отключение;
- изоляция токоведущих частей;
- оградительные устройства.
- Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

- Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В - горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей

и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений предвзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

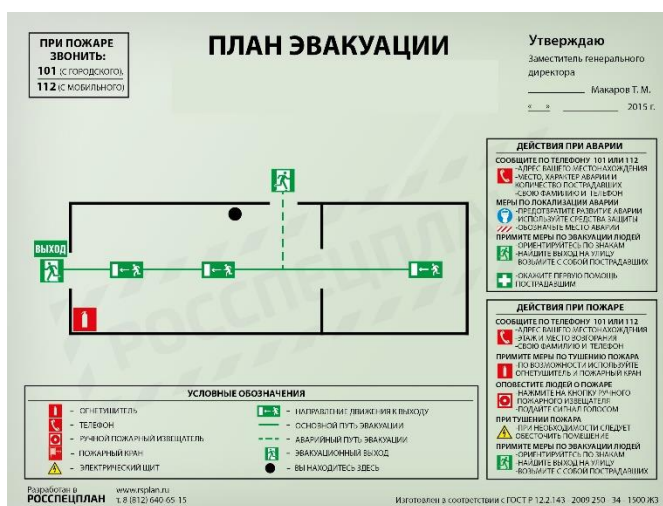


Рисунок 8.2.1 – План эвакуации из камерального помещения

8.3 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. Таким образом утилизацию компьютера можно провести следующим образом:

- отделить металлические детали от неметаллов;
- разделить углеродистые металлы от цветмета;
- пластмассовые изделия (крупногабаритные) измельчить для уменьшения объема;
- кофир-порошок упаковать в отдельную упаковку, точно также, как и все проклассифицированные и измельченные компоненты оргтехники, и

после накопления на складе транспортных количеств отправить предприятиям и фирмам, специализирующимся по переработке отдельных видов материалов.

Люминесцентные лампы утилизируют следующим образом. Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в картонную коробку, бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения. После накопления ламп объемом в 1 транспортную единицу их сдают на переработку на соответствующее предприятие. Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлечет за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Месторождение находится в Томской области с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте в данном случае, могут быть сильные морозы и диверсия.

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приводит к авариям систем тепло- и водоснабжения, сантехнических коммуникаций и электроснабжения, приостановке работы.

В этом случае при подготовке к зиме следует предусмотреть:

- а) газобаллонные калориферы (запасные обогреватели),
- б) дизель или бензоэлектрогенераторы,
- в) запасы питьевой и технической воды на складе (не менее 30 л на 1 человека),
- г) теплый транспорт для доставки работников на работу и с работы домой в случае отказа муниципального транспорта. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

На территории месторождения также наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций (ЧС) техногенного характера.

Для предупреждения вероятности осуществления диверсии предприятие необходимо оборудовать системой видеонаблюдения, круглосуточной охраной, пропускной системой, надежной системой связи, а также исключения распространения информации о системе охраны объекта, расположении помещений и оборудования в помещениях, системах охраны, сигнализаторах, их местах установки и количестве. Должностные лица раз в полгода проводят тренировки по отработке действий на случай экстренной эвакуации.

8.5 Перечень нормативно-технической документации

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 "ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты"
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".

5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
- ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности
11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.

Заключение

В дипломном проекте кратко освещены степень изученности территории Западно-Лугинецкого месторождения основные черты геологического строения, физико-географические условия, рельеф и рельефообразующие процессы, полезные ископаемые, нефтегазоносность и геоэкологические особенности.

Рассмотрено, что в настоящее время Лугинецкое месторождение находится в промышленной разработке, значительная часть разбурена сеткой эксплуатационных скважин. Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Западно-Лугинецком месторождении. На основании проведенного анализа была построена физико-геологическая модель проектируемой разведочной скважины и предложен геофизический комплекс, для проектируемой скважины. Данный комплекс геофизических исследований позволит решить нам ряд поставленных задач.

Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены обработка данных результатов ГИС.

В результате исследований, проведенных автором в данной работе, можно сделать следующие выводы. Лугинецкое месторождение нефти приурочено к песчаному пласту Ю₁ васюганской свиты и характеризуется сложностью геологического строения, а именно, пласт-коллектор литологически выклинивается в восточном и юго-западном направлениях. Отсюда и тип залежи - пластовая с литологическим выклиниванием.

В целом месторождение недоизучено, однозначная модель залежи отсутствует. Залежь обладает незначительными извлекаемыми запасами нефти категории С₁. В свете нехватки углеводородного сырья в нашей стране изучение отложений Лугинецкого месторождения является актуальным, так как поможет в решении ресурсных проблем нашей страны.

Список использованных источников

1. Геологический отчет «Оперативный подсчет геологических запасов углеводородов Западно-Лугинецкого месторождения». Томск: Томский филиал ФБУ «ТФГИ по СФО», 2010.
2. Геологический отчет по скважине: № скв. 608, разведочная скважина, НГР-Пудинский. Томск: Томский филиал ФБУ "ТФГИ по СФО", 2013.
3. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 680 с.
4. Никонов Н.И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ: курс лекций / Н.И. Никонов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 312 с.
5. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
6. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией Петерсилье В.И., Проскуна В.И., Яценко Г.Г., г. Москва – г. Тверь, 2003г.
7. Методические указания по созданию постояннодействующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (часть 1. Геологические модели). – М. ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003г.
8. Биджаков В.И., Шемелинин Ю.А. Комплексное исследование керна скважин 181, 182, 183, 184, 187 Западно-Лугинецкого месторождения. Отчет по договору 143, 152. Книга 1 «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2006г.
9. Геологический проект глубокого поискового бурения на Западно-Лугинецкой площади. ПГО «Томснефтегазгеология», г. Томск, 1987г.
10. Гончаров И.В., Сухова И.И., Коробочкина В.Г. и др. Отчет о научно-исследовательской работе: Исследование глубинных и поверхностных нефтей и газов. Договор № 143077, ТомскНИПИнефть, Томск. 2006 г.

11. ГОСТ Р 51588-2002 нефть. Общие тематические условия. Стандарт объединения СТО51.00.021-84.
12. Комплексное исследование керна скважины 188 Западно-Лугинецкого месторождения. Отчет по договору ЛНЗ 180. Книга 1. «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2006г.
13. Максимов В.П. Уточнение сейсмогеологической модели Западно-Лугинецкого месторождения. ГРР №3031, «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2005г.
14. Расчет состава и свойств нефти, газа и воды нефтяных месторождений Главтюменьнефтегаза, СибНИИНП, г. Тюмень, 1984г.
15. Чикишев Ю.А. Программа геологоразведочных работ на территории 87 лицензионного участка, «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2007г.
16. Крец Э.С. Оперативный подсчет запасов Западно-Лугинецкого месторождения, «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2007 г.
17. Юркина Т.А. Отчет о результатах сейсморазведочных работ на Западно-Лугинецком лицензионном участке № 87. Сейсморазведочная партия № 14/06-08., г. Новосибирск, 2008 г.
18. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие. Пермь: Перм. гос. техн. ун-т., 2004.
19. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике. Москва: Инфра-инженерия, 2009.
20. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва: б.н., 2002.
21. Геофизические методы при разведке недр: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященной 70-летию основания в Томском политехническом институте кафедры «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» / Томский политехнический

университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 315 с.

22. Геофизические исследования скважин: учебно-методическое пособие / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ); сост. Ф. А. Бурков, В. И. Исаев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext2/m/2014/m048.pdf> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ. – Текст: электронный.

23. Геофизические исследования скважин. Справочник мастера по промысловой геофизике: справочник / под ред. В. Г. Мартынова; Н. Е. Лазуткиной; М. С. Хохловой. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2009. – 960 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/65070> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ.

24. Журавлев, Г. И. Бурение и геофизические исследования скважин: учебное пособие / Г. И. Журавлев, А. Г. Журавлев, А. О. Серебряков. – 2-е изд., стер. – Санкт-Петербург: Лань, 2018. – 344 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/98237> – Режим доступа: из корпоративной сети ТПУ.

25. Закон Томской области от 09.07.2003 № 83 – ОЗ «Об охране труда в Томской области».

26. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).

27. «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», согласованные с Госгортехнадзором России 15.11.99 г., утвержденные совместным приказом МПР РФ и Минтопэнерго РФ от 28.12.99 г. № 445/323.

28. Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ Министерство природных ресурсов РФ (07.05.1998).

29. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ ПОСН 81-2-49, утв. Минтопэнерго РФ, МПР РФ и ОАО «Газпром» 05.98.

30. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. - 5-е изд., стер. - М.: Высшая школа, 2009. - 335 с.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/advanced/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C164153>

31. Давыдов, Борис Ильич. Биологическое действие, нормирование и защита от электромагнитных излучений / Б. И. Давыдов, В. С. Тихончук, В. В. Антипов. — Москва: Энергоатомиздат, 1984. — 177 с.: ил.: 21 см.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C319317>