

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 геофизических исследований скважин для выделения и оценки параметров коллекторов Пуглалымского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 550.83:553.982(571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнов Данила Николаевич		

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	Смирнов Данила Николаевич

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин для выделения и оценки параметров коллекторов Пуглалымского нефтяного 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	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы)
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. Сравнительный анализ характера насыщения, полученного по газовому каротажу и ГИС7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.8. Социальная ответственность.

**Перечень
графического
материала**

(с точным указанием
обязательных чертежей)

1. Обзорная карта района работ
2. Сводный информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области
3. Схема тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла
4. Геологический разрез по линии I-I Пуглалымского месторождения
5. Графики, иллюстрирующие определение граничных значений K_p и $K_{пр}$ из подсчета запасов 2009 г.
6. Определение граничного значения пористости для коллекторов $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения по графику $K_{пр}OTH=f(K_p)$
7. Определение граничного значения проницаемости для коллекторов $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения по графику $K_{пр}OTH=f(K_{пр})$
8. Определение граничного значения относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$)
9. Пример обработки данных электрических методов ГИС в программе Log_Tools. Скважина 327, Пуглалымская
10. Зависимость, типа "КЕРН-ГИС", $K_p=f(\alpha_{ПС})$ для коллекторов объекта $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения
11. Зависимость, типа "КЕРН-КЕРН", $МУ=f(K_p)$ для коллекторов объекта $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения
12. Зависимости, типа "КЕРН-КЕРН", $R_p=f(K_p)$ и $K_v=f(R_p)$ для коллекторов объекта $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения
13. Номограмма для определения характера насыщения коллекторов пласта $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения
14. Номограмма для оценки характера насыщения коллекторов пласта $Ю_1$, одного из месторождений Томской области
15. Номограмма для определения характера насыщения коллекторов пласта $Ю_1^{1-2}$, построенная по результатам капиллярметрических исследований керна
16. Сравнение характеров насыщения, определённых разными способами. Скважина 91Р, Пуглалымская
17. График петрофизической зависимости, типа "КЕРН-КЕРН", $K_{пр}=f(K_p)$ для коллекторов объекта $Ю_1^{1-2}$ Пуглалымского месторождения
18. Структурная карта района работ
19. ФГМ продуктивного горизонта Пуглалымского месторождения
20. а) геофизическая лаборатория «КЕДР-02». б) геофизический подъёмник с электроприводом ПКС-3,5Э на базе автомобиля повышенной проходимости
21. Внешний вид прибора К1А723М
22. Схема зондовых установок прибора РКС-3М
23. Инклинометр непрерывного действия ИОН-1
24. а) Схема зондовой части скважинного прибора, б) Наземный прибор аппаратуры ВИКИЗ.
25. Каротажная сборка по а) ГИС и б) ГТИ
26. План размещения светильников на потолке

	27. План эвакуации
--	--------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	
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	Смирнов Данила Николаевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Смирнов Данила Николаевич

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 сметной стоимости 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	
---	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнов Данила Николаевич		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2271	Смирнов Данила Николаевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Комплекс геофизических исследований скважин для выделения и оценки параметров коллекторов Пуглалымского нефтяного месторождения (Томская область)

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: Проектная скважина, пробуренная для выделения и оценки параметров коллекторов.</p> <p>Область применения: Поиск и разведка нефти и газа.</p> <p>Рабочая зона: Полевые условия.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>8.1 Производственная безопасность</p> <p>1. Производственная безопасность. Вредные факторы</p> <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные <p>2. Анализ выявленных опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 	<p>8.1 Вредные факторы:</p> <p>8.1.1 Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;</p> <p>8.1.2 Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>8.1.3 Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</p> <p>8.1.4 Недостаточная освещенность. Проведен расчет освещения рабочего места;</p> <p>8.1.5. Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ;</p> <p>8.2 Опасные факторы</p> <p>8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ;</p> <p>8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.</p>
<p>8.3 Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической 	<p>Наличие промышленных отходов (пластмассы, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника).</p>

безопасности	
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 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.	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.
8.5 Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНИПы

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнов Данила Николаевич		

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
 Период выполнения 13.03.2023-03.06.2023

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин для выделения и оценки параметров коллекторов Пуглалымского нефтяного месторождения (Томская область)

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	03.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
31.03.2023	Общие сведения об объекте исследования Геолого-геофизическая характеристика объекта	10
07.04.2023	Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	20
21.04.2023	Основные вопросы проектирования	15
28.04.2023	Методические вопросы	20
20.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность	15
22.05.2023	Специальная часть	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические исследования скважин	Гусев Е.В.	К.г.-м.н., доцент		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2271	Смирнов Данила Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа «Комплекс геофизических исследований скважин для выделения и оценки параметров коллекторов Пуглалымского нефтяного месторождения (Томская область)» включает 108 страниц, 27 иллюстраций, 19 таблиц, 34 источника.

Ключевые слова: Пуглалымское месторождение, комплекс геофизических исследований, петрофизические характеристики, физико-геологическая модель, фильтрационно-емкостные свойства, литолого-стратиграфический разрез, характер насыщения.

Объектом исследования данной работы является глубокая скважина, проектируемая в зоне распространения промышленно продуктивного горизонта Ю₁¹⁻².

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в проектной скважине № 353 Пуглалымского месторождения для увеличения границы запасов категории В, 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.

Abstract

The graduate qualification work "A complex of geophysical well investigations for the isolation and estimation of reservoir parameters in the Puglalymskoye oil field (Tomsk region)" includes 108 pages, 27 illustrations, 19 tables, 34 sources.

Key words: Puglalymskoye field, complex of geophysical investigations, petrophysical characteristics, physico-geological model, filtration-volume properties, lithologic-stratigraphic section, saturation character.

The object of the study of this work is a deep well, designed in the zone of distribution of commercially productive horizon J_1^{1-2} .

Purpose of work: design of a complex of geophysical surveys in the design well No. 353 of the Puglalymskoye field to increase the boundary of the B category reserves, description of methods of work and characteristics of the applied apparatus.

The objective of this project is to justify a set of geophysical surveys to solve geological problems.

Analysis of the results of past geophysical surveys allowed to build a physical and geological model of the object of research, to choose methods and justify the geophysical complex for solving problems.

Обозначения и сокращения

АК – акустический каротаж;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГВК – газоводяной контакт;

ГГК – гамма-гамма-каротаж;

ГГК-п – гамма-гамма-каротаж плотностной;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГК – гамма-каротаж;

ГРР – геологоразведочные работы;

ДС – диаметр скважины;

ИК – индукционный каротаж;

КВ – кавернометрия;

КС – каротаж сопротивления;

МБК (БМК) – микробоковой каротаж;

МК (МКЗ) – микрокаротаж;

НГО – нефтегазоносная область;

НПП – нефтегазоносная провинция;

НГР – нефтегазоносный район;

НКТ – нейтронный каротаж;

ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

РК – радиоактивный каротаж;

УВ – углеводороды;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ФГМ – физико-геологическая модель;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

Содержание

Введение	15
1. Общие сведения об объекте исследования.	16
1.1 Географо-экономический очерк	16
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	18
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.....	22
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	22
2.2 Тектоника	24
2.3 Нефтегазоносность.....	26
2.4 Петрофизическая характеристика разреза.....	30
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.....	32
3.1 Обоснование предела коллектора	37
3.2 Выделение коллекторов	40
3.3 Определение исходных геофизических параметров	41
4. Основные вопросы проектирования	55
4.1 Задачи геофизических исследований	55
4.2 Обоснование объекта исследований	55
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	56
5. Методические вопросы.....	64
5.1 Методика проектных геофизических работ	64
5.2 Интерпретация геофизических данных	70
6. Сравнительный анализ характера насыщения, полученного по газовому каротажу и ГИС	73
6.1. Сравнительный анализ насыщенности по ГИС и Гк.....	73
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. ..	77

7.1. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	77
7.2 Расчет затрат времени и труда.....	78
7.3. Расчет производительности труда, количества партий.....	83
7.4 Расчет сметной стоимости проекта.....	84
8. Социальная ответственность.....	87
8.1 Производственная безопасность. Вредные факторы.	87
8.1.1Нарушение микроклимата, оптимальные и допустимые параметры	87
8.1.2Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ.....	89
8.1.3 Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ	90
8.1.4 Недостаточная освещенность. Проведен расчет освещения рабочего места.....	92
8.1.5 Радиоактивность, ПДД, критические органы, СКЗ, СИЗ	96
8.2 Опасные факторы.....	97
8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R _{заземления} , СКЗ, СИЗ.	97
8.2.2 Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения, приведена схема эвакуации.....	99
8.3 Экологическая безопасность.....	101
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	102
8.5 Перечень нормативно-технической документации.....	103
Заключение	105
Список использованных источников	106

Ведение

Пуглалымское месторождение нефти было открыто в 1971 г. поисковой скважиной № 86, из которой при испытании пласте Ю₁¹ был получен приток нефти дебитом 8.2 м³/сут через 3 мм штуцер.

По материалам бурения восьми поисково-разведочных скважин (№№ 86-93) проведен оперативный подсчет запасов нефти. В результате были утверждены запасы нефти (геологические/извлекаемые) по категориям С₁+С₂ в количестве 9802/2940 тыс. т (протокол ЦКЗ СССР от 05.02.1990 г.). Запасы растворенного газа не подсчитывались. Затем месторождение было законсервировано.

В 2001 г. месторождение было введено в пробную эксплуатацию, с февраля 2005 г. – в разработку. На основании увеличенного КИН с 0.300 на 0.408 д.ед. в проектом документе «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Пуглалымского месторождения» (протокол ЦКР Роснедра №3375 от 25.05.2005 г.) в Государственном балансе извлекаемые запасы увеличились на 415 тыс. т., составив по категориям С₁+С₂ 9802/3355 тыс.т.

В 2009 г. по результатам этих сейсморазведочных работ и бурения 12 эксплуатационных скважин выполнен ПЗ и ТЭО КИН (протокол ГКЗ Роснедра № 2046 от 28.10.2009 г.).

По состоянию на 01.01.2015 г. на Государственном балансе РФ по месторождению числятся остаточные запасы углеводородного сырья по одной залежи пласта Ю₁¹⁻² в количестве:

Категория	В+С ₁	С ₂
Нефть (геол./извл.), тыс. т	6811/2528	1121/482
Накопленная добыча нефти, тыс. т.	701	-
Газ растворенный, млн. м ³	-/120	-/22
Накопленная добыча растворенного газа, млн. м ³	26	-

1. Общие сведения об объекте исследования.

1.1 Географо-экономический очерк

В административном отношении Пуглалымское нефтяное месторождение расположено в западной части Каргасокского района Томской области. Населенные пункты в районе работ отсутствуют. Районный центр – поселок Каргасок расположен в 165 км к северо-востоку от района работ, ближайшее село Средний Васюган находится в 46 км от месторождения. До ближайшего промышленного центра и железнодорожной станции г. Томска по прямой 502 км.

Пуглалымское нефтяное месторождение вместе с расположенными в непосредственной близости Средне-Нюрольским и Ключевским месторождениями входит в состав Средне-Нюрольского лицензионного участка (рис.1.1).

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только в зимнее время по зимникам гусеничным или автомобильным транспортом (продолжительность использования зимников составляет 5 - 6 месяцев), а также по рекам Васюган, Обь, Томь. В течение всего года для выполнения работ могут быть использованы вертолеты.

Климат

Климат резко континентальный. Продолжительность зимнего периода 152-157 дней. Зима холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Среднегодовая температура воздуха минус 2°С, средняя температура зимой -25°С, в декабре-феврале она может снижаться до -45 -55°С. Снежный покров на открытых участках достигает 30 - 60 см, в лесных массивах - до 180 см, абсолютный максимум на июнь – июль плюс 34°С и значительная часть осадков, в размере 450 - 500 мм, выпадает летом и осенью. Наивысшая среднемесячная скорость ветра наблюдается в мае и составляет 4,8 м/сек. Почвы территории месторождения

представлены в основном суглинками, песчаниками различной мощности по заболоченным понижениям. [1]

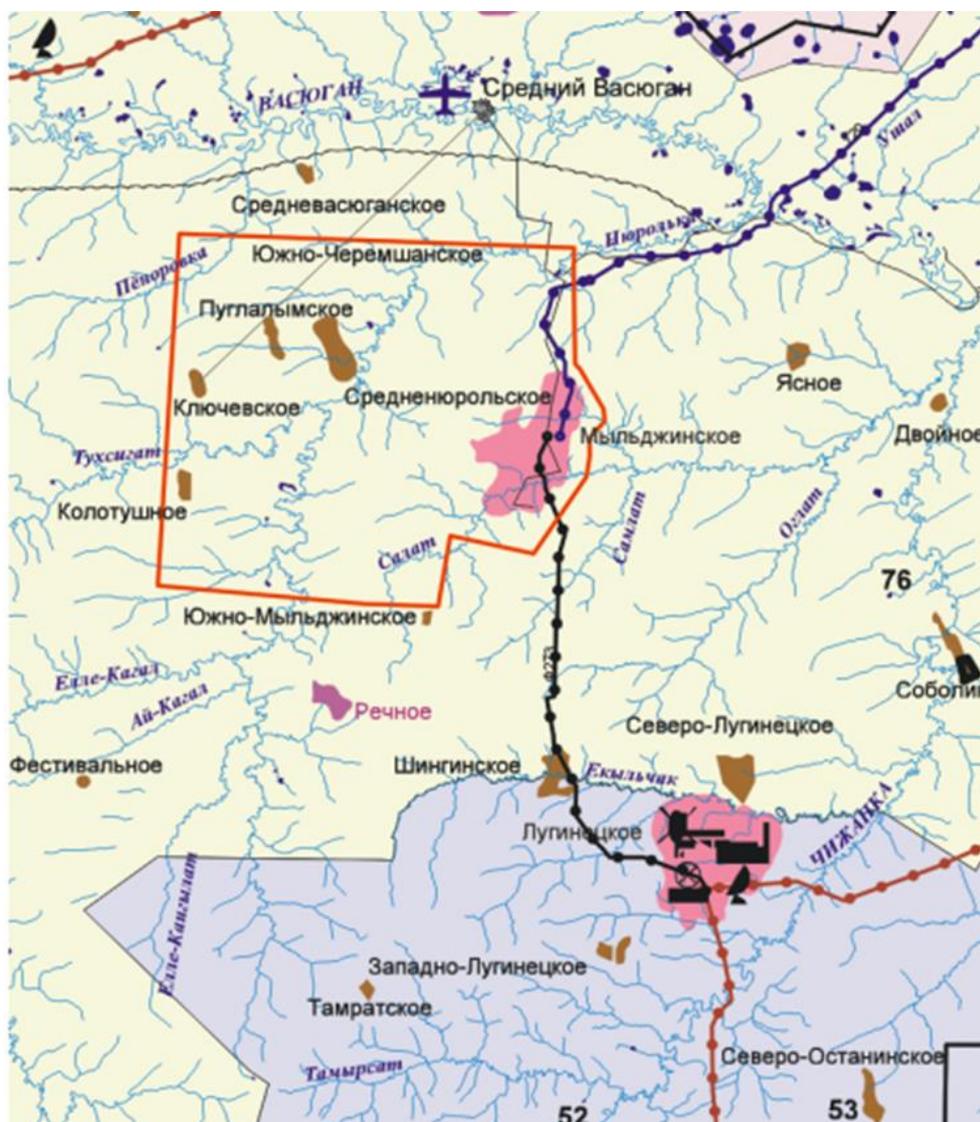


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Водные ресурсы

В орографическом отношении Пуглалымское месторождение находится в пределах древней озерно-аллювиальной равнины среднечетвертичного возраста, расположенной в междуречье рек Пуглалым, Кому-Еган, Ньюролька и их притоков - мелких рек и ручьев без названия. Реки типично равнинные, скорость течения 0.4-0.6 м/сек. Русла рек сильно меандрируют, поймы рек заболочены. Питание рек смешанное: за счет

снеготаяния, летне-осенних дождей и подземных вод. Вода в реках с пониженной минерализацией. На территории района работ имеется значительное количество мелких озер.

Водораздельные поверхности исследуемого района имеют верховые грядово-озерково-мочажинные болота, в которых содержатся истоки нескольких водотоков, дренирующих склоны водоразделов. На данных склонах водораздельных поверхностей находятся болота промежуточного, переходного типа, а низинные болота занимают низины и околопойменные части долин. Заболоченность участка составляет около 67 %, глубины болотных торфяных залежей составляют до 1,8 и более метров.

Рельеф

Рельеф местности плоский с общим уклоном поверхности в восточном направлении. Преобладающие абсолютные отметки высоты - 67-94 м. Поверхность рельефа изрезана глубокими долинами крупных и мелких рек. [1]

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Пуглалымское месторождение нефти в территориальном плане находится в Каргасокском районе в пределах лицензионного участка № 73 нераспределенного фонда недр. Недропользователем месторождения является АООТ "Восточная транснациональная компания", имеющего лицензию ТОМ 00039 НЭ от 19.07.94 г.

В современном тектоническом плане одноименное локальное поднятие примыкает к юго-западному склону Новотевризского к.п., осложняющего центральную часть Средневасюганского мегавала.

Поднятие выявлено сейсморазведочными работами МОВ с/п 12,15,18/60-61 (Агаджанов Э.С.), затем строение его уточнено с/п 6,7/61-62 (Берлин Г.И.). Прослежено по отражающему горизонту В₁, стратифицируемого с верхней частью тюменской свиты. По оконтуривающей

изогипсе -2800 м представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания размером 9х6 км.

В 1971 году структура введена в поисковое бурение и в ее присводовой части пробурена скважина 86, вскрывшая верхнюю часть доюрских образований. Скважиной открыта залежь нефти, приуроченная к пласту Ю₁¹ (по современной индексации должен быть Ю₁²), входящего в состав надугольной части горизонта Ю₁.

В следующем году к запад-юго-западу, далеко за пределами замыкающей изогипсы пробурена скважина 87, вскрывшая перспективный пласт на низкой гипсометрической отметке, который оказался водонасыщенным.

Бурение на площади было прекращено, и возобновлено в 1985 году после проведения дополнительных сейсморазведочных работ методом ОГТ с/п 8/77-78 (Кривошеева А.Ф.), с/п 4,5,7,18/82-83 (Берлин Г.И.), с/п 8,17/84-85 и 8,17/86-87 (Жевлаков Л.П.), в результате которых морфологический облик структуры претерпевал значительные изменения, при этом структурные построения выполнялись по основному ОГ Па (подошва баженовской свиты). Так, в интерпретации данных с/п 8,17/84-85, структура оконтурена изогипсой -2380 м, она сократилась по площади и осложнена двумя вершинами. В присводовой части северной вершины пробурена скважина 88, давшая из пласта Ю₁¹ промышленный приток нефти. По результатам двух продуктивных скважин 86 и 88 в 1985 году впервые осуществлен прирост запасов категории С₁ в количестве 2907/872 тыс. т. с условным уровнем подсчета запасов, принятым на а.о. -2360 м.

По последней рисовке структура оконтурена полу изогипсой -2370 м и увеличилась по площади в юго-юго-восточном направлении и превратилась в узкую линейную складку. К востоку от юго-восточной оконечности структуры в "раздуве" изогипс выделен Комунеганский перегиб правильной овальной формы небольших размеров. В пределах последнего и севернее его

была выделена также не антиклинальная ловушка, отнесенная к перспективному объекту с ресурсами категории С₃.

В 1989 году в крайней части структуры пробурена очередная скважина 89, давшая из пласта Ю₁¹ безводный приток нефти. Это дало возможность осуществить прирост запасов категории С₁ в количестве 937/281 тыс. т, а площадь в пределах изогипсы по данным бурения с отметкой -2370 м оценить по категории С₂ в количестве 5958/1787 тыс.т. В эту площадь вошел и Комунеганский участок.

По состоянию на 1.01.90 года по месторождению были учтены запасы категории С₁ в количестве 3844/1153 и С₂ 5958/1787 тыс.т. и на 1.01.2000 года они остаются без изменения.

В 1990-1992 годах пробурено еще четыре скважины, в том числе в площади запасов категории С₂ скважина 90, скважина 92 - за пределами структуры, в площади ресурсов категории С₃ - скважина 91 и скважина 93 на небольшом структурном мысе к юг-юго-западу от скважины 89.

В результате в одной скважине получен небольшой приток нефти на динамическом уровне (скв 90), в одной - пластовая вода (скв. 91) и в двух - пластовая вода с пленкой нефти (скв. 92 и 93).

Дата подсчета	Пласт	Зона, участок, изогипса подсчета, м	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Эффективная толщина, м	Коэффициент пористости, д. ед.	Коэффициент насыщенности, д. ед.	Пересчетный коэффициент, д. ед.	Плотность нефти, г/см ³	Коэффициент извлечения, д. ед.	Балансовые запасы нефти на дату подсчета, тыс. т		Извлекаемые запасы нефти на дату подсчета, тыс. т.	
										C ₁	C ₂	C ₁	C ₂
1.01.89 г.	Ю ₁ ¹	-2361	10,7	4,1	0,19	0,65	0,86	0,825	0,3	3844		1153	
		-2370	17,0	4,1	0,19	0,65	0,86	0,825	0,3		5958		1787

№ скв.	Интервал перфорации, м абсолютная отметка, м	Тип перфоратора плотность, отв/м	Диаметр штуцера, мм (Н _д – динамический уровень)	Данные исследования						Продуктивность, м ³ /сут.*МПа
				Дебит газа, тыс. м ³ сут.	Газовый фактор, м ³ /м ³	Дебит нефти, м ³ /сут	Дебит воды, м ³ /сут	Рпл, МПа абс. отм.	Рзаб, МПа	
86	<u>2446,0-2454,0</u> 2352,6-2360,6	<u>ПК-80</u> 37	3	-	-	8,2	-	<u>24,2</u> -	18,8	1,5-
87	<u>2482,0-2534,0</u> 2388,5-2440,5	ИП		Q – 9,5.м ³ ; t – 7 мин; ΔP – 5,6 МПа						
88	<u>2450,0-2457,0</u> 2351,2-2358,2	<u>ПКС-80</u> 14	2	-	37	4,8	-	<u>25,4</u> 2450	20,8	1,0
89	<u>2442,0-2451,0</u> 2352,4-2361,4	<u>ПКС-80</u> 13	3	-	30	6,2	-	<u>24,7</u> -	17,3	0,84

№ скв	Глубина кровли и подошвы объекта подсчета, м	Альтитуда ротора, м (с учетом искривления)	Абсолют отметка кровли и подошвы пласта, м	Интервал обработки ГИС, м	Толщина, м		Пористость, %				Проницаемость, мД, — ср.знач. (кол-во опред)	Нефтенасыщенность, %		Интервал отбора керна, м	Вынос керна, м	
					общая	эффективная	по лабораторным данным	количество определений	среднее значение	по геофизическим данным		по керну	по ГИС		всего	в т.ч. коллектора
86	2448,6-2453,6	93,4	2355,2-2360,2	2448,6-2451,8	5,0	4,0	-	-	-	21	-	-	67	2448,8-2451,8 2451,8-2455,8	0,1 2,6	
87	2482,2-2489,4	93,5	2388,7-2395,9	2482,8-2486,6	7,2	-	4,6-6,6	2	5,6	-	непр.	-	-	2481,0-2487,0 2487,0-2497,0	1,7 0,3	- 0,35
88	2450,8-2456,8	98,8	2352,0-2358,0	2450,0-2453,2	6,0	4,4	12,3-19,9	7	16,6	20	8,0	64	64	2448,9-2451,4 2451,4-2454,1	2,2 5,1	0,3 5,1
89	2442,8-2450,4	89,6	2353,2-2360,0	2443,6-2444,8	3,6	3,2	-	-	-	17,2	-	-	65	2439,3-2445,8 2445,8-2448,0	0,05 1,3	

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

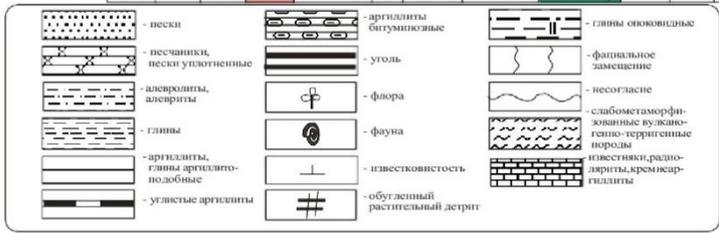
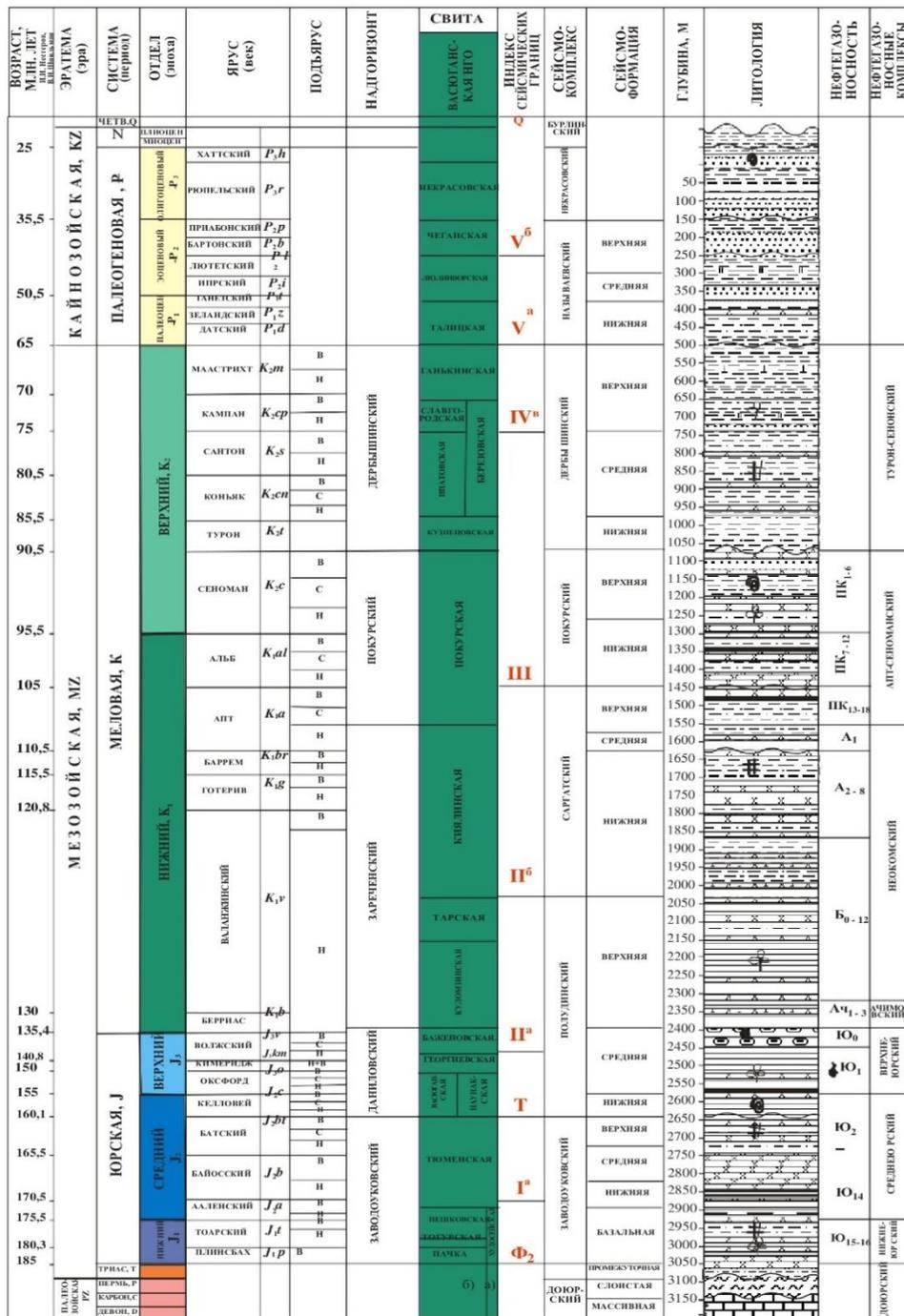
Стратиграфическое расчленение разреза Пуглалымского месторождения соответствует региональным стратиграфическим схемам мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, утвержденным МСК СССР 30.01.1991 г. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дается с учетом результатов поисково-разведочного бурения, выполненного в пределах рассматриваемого месторождения.

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста. Мезокайнозойские отложения осадочного чехла с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста. По результатам сейсморазведочных работ МОВ ОГТ толщина осадочного чехла в пределах площади составляет 2650-2700 м.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза, сложенного, в основном, терригенными отложениями. Основные отражающие горизонты разреза связаны: Ф2- с поверхностью доюрского фундамента (подошвой осадочного чехла); Ia - с угольными реперами в тюменской свите; Па – с кровлей Баженовской свиты, Пб – с подошвой киялинской свиты.

Доюрский комплекс отложений фундамента (рJ).

Палеозойские породы фундамента вскрыты поисковыми скважинами №№ 86 и 90. В скв. № 86 фундамент представлен отбеленными глинисто-кремнистыми породами, относимыми к чузыкской толще, а в скв. № 90 – среднедевонскими известняками серыми, массивными, в различной степени перекристаллизованными, вскрытая толщина отложений доюрского комплекса составляет 56 м, т.е. данными бурения охарактеризована самая верхняя часть разреза доюрских отложений.



Составлено
 а) согласно решению от 30.01.1991 г., г. Тюмень; решению от 02.02.2001 г., г. Новосибирск. Каталог литолого-стратиграфических разбивок ..., г. Ханты-Мансийск, г. Тюмень, 2000 г.
 б) по ИГНГ СО РАН СНИГГИМС, "Построение модели геологического строения, оценка сырьевой базы и разработка концепции геологического разведочных работ в зоне деятельности ОАО "ТОМСКНЕФТЬ" ВНК в ХМАО", А.Э.Конторович, 2001 г.

Рисунок 2.1.1 - Сводный информационно-стратиграфический разрез центральной части Томской области

На поверхность фундамента выходят породы карбонатно-терригенного и эффузивного комплексов, различные по возрасту (от среднего девона до нижнего карбона) и вещественному составу - на Пуглалымской площади в скв. № 86 в верхней части доюрского фундамента вскрыты углистые аргиллиты темно-серые до черных, плотные, однородные, интенсивно карбонатизированные, метаморфизованные. Скв. № 90 вскрыла известняки темно-серые, трещиноватые с прослоями черной глинисто-кремнистой породы верхнедевонского возраста.

На поверхности палеозойских пород развита кора выветривания, которая указывает на существование в конце палеозоя - начале мезозоя выровненной, слабо размывавшейся суши. [1]

2.2 Тектоника

Лицензионный участок расположен (по доюрскому фундаменту) в пределах южной части Центрально-Западносибирской складчатой системы, которая представлена рядом субмеридиональных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами.

Крупнейшей структурой Центрально-Западносибирской складчатой системы, проходящей непосредственно через район работ, является положительная мегаструктура, представленная Васюган-Пудинским антиклинорием. С северо-запада и юго-востока Васюган-Пудинский антиклинорий ограничивают Колтогорский и Усть-Тымский грабен-рифты.

Согласно карте тектонического районирования, исследуемая территория расположена в центральной части Средне-Васюганского мегавала, который представляет собой одну из положительных структур I порядка. С юга и юго-востока мегавал граничит с однопорядковой отрицательной структурой - Нюрольской впадиной. На западе он ограничивается Колтогорским мегапрогибом, с востока и северо-востока - Усть-Тымской впадиной. Средне-Васюганский мегавал осложнен

структурами II порядка: Новотевризским валом и Мыльджинским куполовидным поднятием. Пуглалымский участок расположен в пределах юго-западной части Новотевризского вала и непосредственно включает Средне-Нюрольское, Пуглалымское и Ключевское локальные поднятия (рис. 2.2.1). Существенную роль в формировании тектонического облика района исследований играют дизъюнктивные нарушения. Здесь, как и на всей территории мегавала, можно выделить две основные системы их простираения: северо-западного и северо-восточного направлений. [1]

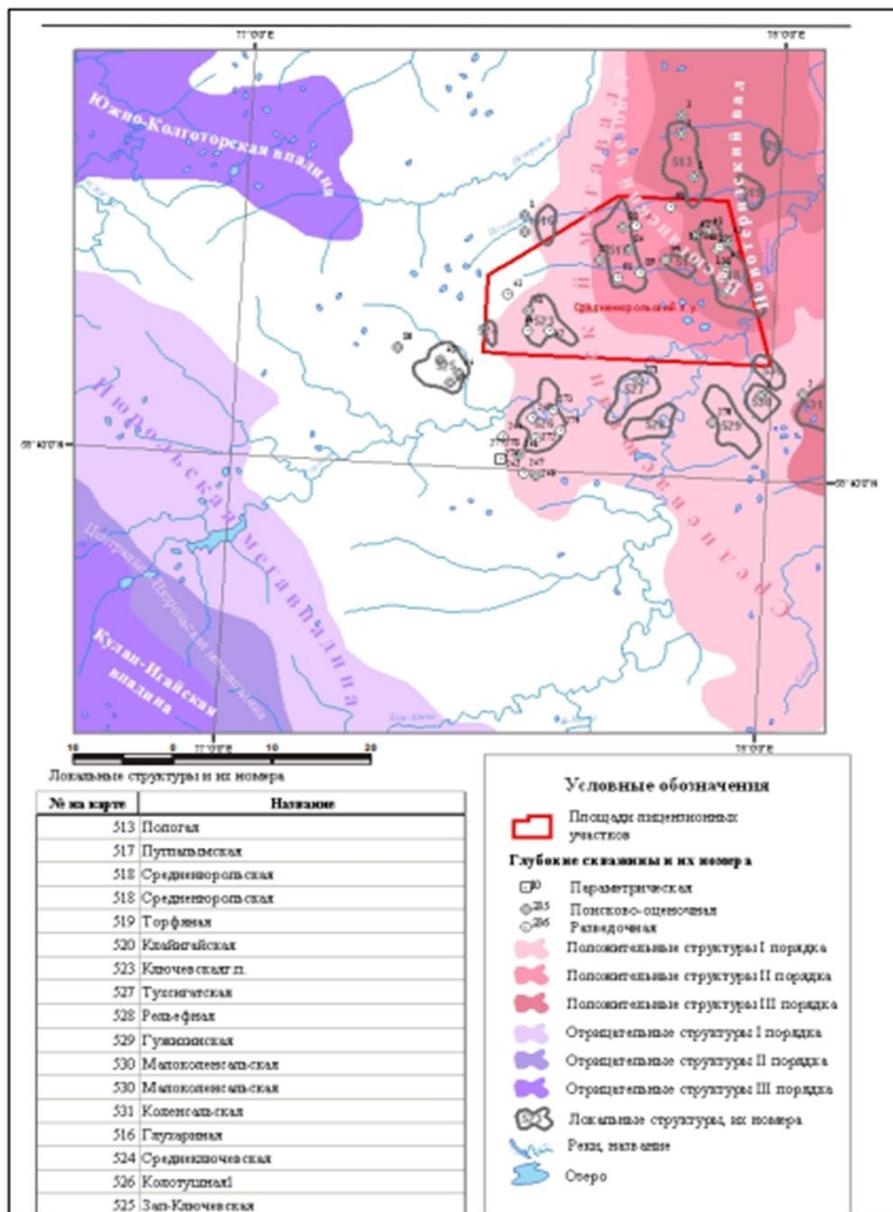


Рисунок 2.2.1 - Схема тектонического районирования юрского структурного яруса осадочного чехла

2.3 Нефтегазоносность

На Пуглалымском нефтяном месторождении продуктивными являются терригенные отложения надугольной толщи – пласт Ю₁¹⁻².

Месторождение было открыто в 1971 г, поисковой скважиной № 86, пробуренной в центральной части структуры. В промышленной разработке находится с февраля 2005 г.

Продуктивный пласт Ю₁¹⁻², который датируется оксфорд-кимериджским временем поздней юры, приурочен к терригенным коллекторам горизонта Ю1 и представлен чередованием песчаных, алевроитовых и аргиллитовых пород. Ловушка углеводородов структурно-стратиграфического типа. Анализируя взаимосвязь коллекторов продуктивного пласта Ю₁¹⁻². С вмещающими породами, следует отметить достаточно хорошую изоляцию его от выше- и нижележащих толщ. Верхней крышкой продуктивного пласта Ю₁¹⁻² служат аргиллиты георгиевской и баженовской свит, общая толщина которых составляет 8.0-9.5 м, а нижней - пачка непроницаемых пород толщиной 8-10 м, сложенная глинисто-алевритистыми разностями.

В пределах залежи продуктивный пласт Ю₁¹⁻² хорошо выдержан, его общая толщина изменяется от 3.8 до 9.2 м, в среднем составляя 6.9 м. По данным ГИС пласт неоднородный, представлен чередованием песчаных, алевроитовых и глинистых пород. Эффективная толщина изменяется от 2.4 до 9.0 м, составляя в среднем 4.7 м; нефтенасыщенная толщина изменяется от 1.4 до 7.8 м, составляя в среднем 4.4 м. Коэффициент песчаности в пределах залежи составляет 0.7 д.ед., изменяясь по пласту от 0.4 до 1.0 д.ед.; расчлененность пласта изменяется от 1 до 5, в основном, составляя 2.2 (табл. 2.1).

На Пуглалымском месторождении песчаники продуктивного пласта Ю₁¹⁻², вскрыты 36 скважинами, при этом 33 из них находятся в контуре нефтеносности (это пять поисково-разведочных и 28 эксплуатационных

скважин), три поисково-разведочных скважины (№№ 87, 91 и 92) находятся за контуром.

Нефтеносность пласта Ю₁¹⁻² установлена при испытании скважины № 86. Из интервала с а.о. -2352.6 -2360.6 м был получен приток нефти (8.2 м³/сут) (Дшт=3 мм) с небольшим количеством газа (4.6 м³/сут) при пластовом давлении 24.2 МПа.

Нефтяная залежь пластово-сводового типа, приурочена к брахиантиклинальной складке северо-западного простираения, осложненной тремя куполовидными поднятиями, восточное крыло осложнено амплитудным тектоническим нарушением (тектонический экран), в остальной части залежь контролируется водонефтяным контактом. По изогипсе -2380 м (ВНК) размеры залежи составляют 9.9*8.5 км, высота – 32.3м. Нефтенасыщенная толщина достигает максимального значения в скв. № 330 (7.8 м). Залежь характеризуется незначительной по площади водонефтяной зоной (18.7 % от общей площади). [2]

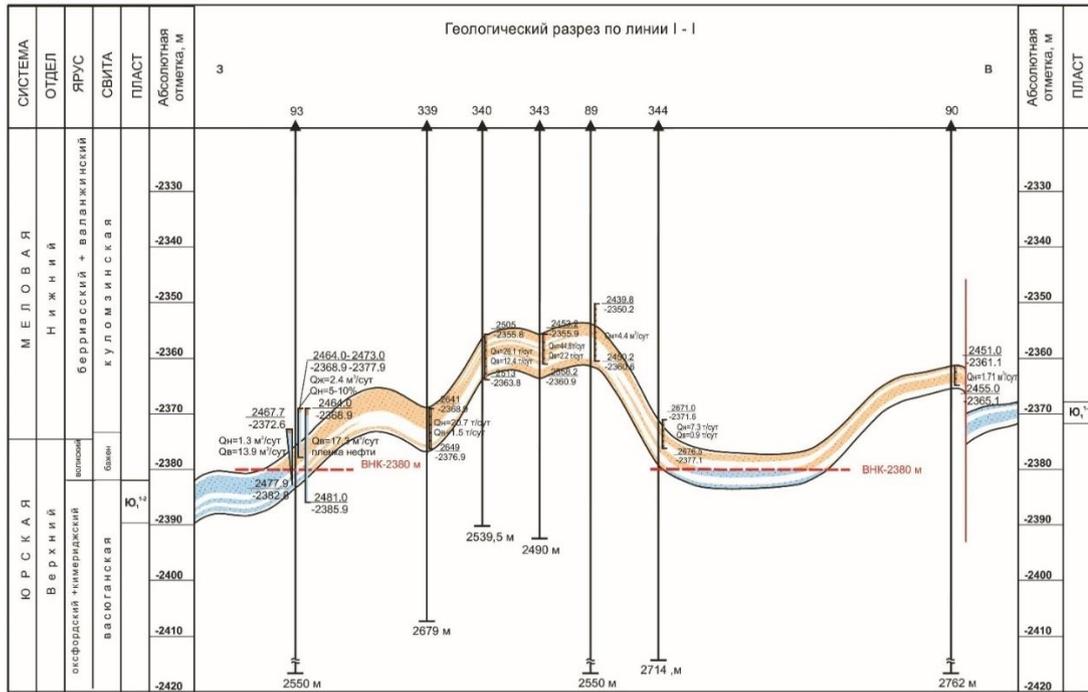
Таблица 2.3.1 - Характеристика продуктивных залежей Пуглалымского месторождения

Пласт	Тип залежи	Размеры залежи, м х м	Площадь залежи, 103 м ²	Абсолютная отметка кровли (интервал изменения), м	Абсолютная отметка ВНК, м	Высота залежи, м
Ю ₁ ¹⁻²	пластовая сводовая, тектонически экранир.	9 900 х 8 500	33 556	-2359.5 (-2347.7 - 2375.7)	-2380.0	32.3

Геологические профильные разрезы, характеризующие положение залежи нефти, контакта «нефть – вода» и тектонических нарушений.

Водонефтяной контакт по залежи установлен на а.о. -2380.0 м по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка с учетом результатов опробования в скв. № 93. В ноябре 1991 г. при испытании в открытом стволе в интервале с а.о. -2372.6 - 2382.8 м за 93 минуты было получено 0.53 м³

пластовой воды и 0.05 м³ нефти, при повторных испытаниях в интервале с а.о. -2368.9 - 2385.9 м при переливе был достигнут приток пластовой воды (дебитом 17.28 м³/сут) с пленкой нефти, а при испытании интервала с а.о. - 2368.9 - 2377.9 м был получен приток жидкости дебитом 2.4 м³/сут, на 5-10 % состоящий из нефти. Отметка ВНК -2380 м совпадает с отметкой, утвержденной в 1990 г.



Условные обозначения:



Рисунок 2.3.1- Геологический разрез по линии I-I Пуглалымского месторождения

В результате детального анализа сейсморазведочных работ, данных бурения, результатов опробования и интерпретации ГИС условно залежь пласта Ю₁¹⁻² делится на две – основную и залежь в районе скв. № 90.

Уровень ВНК на основной залежи принят по скв. № 93 (а.о. -2380 м), в которой при испытании интервала а.о. -2369 -2386 м получена пластовая вода с пленкой нефти ($Q_v=17.3$ м³/сут), наиболее вероятно, что уровень ВНК основной залежи на а.о. -2377 м, по результатам опробования и данным ГИС скв. № 344.

У залежи в районе скважины № 90 при испытании из интервала а.о. -2361 -2365 м, получена нефть с газом дебитом 1.71 м³/сут, принимая свой уровень ВНК по данной залежи по подошве последнего проницаемого нефтенасыщенного пропластка в скв. № 90 раздел нефть - вода в этом районе проходит на а.о. -2365 м.

Таблица 2.3.2 - Характеристика продуктивного пласта по результатам интерпретации ГИС. Пуглалымское месторождение, пласт Ю₁¹⁻².

Параметр	Пласт Ю ₁ ¹⁻²	
	ПЗ 2009 г.	01.01.2013 г.
1 Общая толщина		
1.1 Количество скважин	20	36
1.2 Минимальное значение, м	4.0	3.8
1.3 Максимальное значение, м	8.3	9.2
1.4 Среднее значение, м	7.3	6.9
2 Эффективная толщина		
2.1 Количество скважин	20	36
2.2 Минимальное значение, м	2.4	2.4
2.3 Максимальное значение, м	6.5	9.0
2.4 Среднее значение, м	4.1	4.7
3 Эффективная нефтенасыщенная толщина		
3.1 Количество скважин	17	33
3.2 Минимальное значение, м	2.4	1.4
3.3 Максимальное значение, м	5.1	7.8
3.4 Среднее значение, м	3.2	4.4
4 Коэффициент песчаности		
4.1 Количество скважин	20	36
4.2 Минимальное значение, единиц	0.36	0.40
4.3 Максимальное значение, единиц	0.83	1.00
4.4 Среднее значение, единиц	0.50	0.70
5 Коэффициент расчлененности		
5.1 Количество скважин	20	36

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Уравнения для Томской области:

$$K_{\Pi} = 0,1006 \cdot a_{\text{пс}} + 0,091;$$

$$P_{\Pi} = 1,493 \cdot K_{\Pi}^{-1,6};$$

$$K_{\text{в}} = 1,005 \cdot P_{\Pi}^{-0,626};$$

Обобщенные сведения физических свойств горных пород, слагающих продуктивные комплексы месторождения Западной Сибири представлены в таблице 1.

Таблица 2.4.1 - Физические свойства основных разновидностей горных пород, слагающих геологический разрез

Породы	Сопротивление, рп (Ом*м)	Радиоактивность, γ (мкр/ч)
Глины	2-40	6-14
Песчаники	2-30	3-8
Плотный песчаник, карбонатизированный	15-240	4-7
Аргиллиты	2,5-7	5,12
Алевролиты	1,8-18	8-11
Угли	100 и более	0,5-3
Известняки	50-2400	2-8

Таблица 2.4.2 - Таблица петрофизических зависимостей для обработки данных ГИС горизонта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения.

Параметры	Ю ₁ ¹⁻²
Сопротивление пластовой воды, Омм	0.062
Минерализация пластовой воды, г/л	42.4
Температура пласта, °С	86.0
Предел коллектора по αпс, д.е.	0.40
Предел коллектора по Кп, %	11.0
Предел коллектора по Кпр, мД	0.70
Критические значения водонасыщенности	

Параметры	Ю_1^{1-2}
по данным капилляриметрии. Кв ^{CB} - остаточная водонасыщенность, д.е. Кв* - коэффициент водонасыщенности, при котором начинается обводнение, д.е. Кв** - коэффициент водонасыщенности, при котором значение функции обводнённости (fv) достигает 98%, д.е.	$\text{Кв}^{\text{CB}}=2.0064 \times \text{Exp}[\text{Кп} \times (-15.5513)]$ $\text{Кв}^* = 2.0616 \times \text{Exp}[\text{Кп} \times (-11.4708)]$ $\text{Кв}^{**} = 0.9658 \times \text{Exp}[\text{Кп} \times (-2.9359)]$
Выделение нефтяного пласта	$\text{Кв} < \text{Кв}^*$
Выделение нефтеводяного пласта	$\text{Кв}^* \leq \text{Кв} < \text{Кв}^{**}$
Выделение водяного пласта	$\text{Кв} \geq \text{Кв}^{**}$
Пористость: - по акустическому каротажу, д.е. - по водородосодержанию, д.е. - по Альфа-ПС, д.е. - по ГГКп, д.е.	$\text{КпDT} = ((3.5495 \times (\delta_T - 175) \times \alpha_{\text{ПС}}^{0.5} + 3.4608)^{0.5}) / 100$ $\text{КпW} = W - (\text{КГЛ} \times 0.3)$ $\text{КпПС} = 0.214 \times \alpha_{\text{ПС}} + 0.025$ $\text{КпГГК} = (\text{ГГКп} - 2.658) / (-1.730),$
Нефтенасыщенность, д.е.	$\text{Кн} = 1 - \text{Кв}$
Параметр пористости	$\text{Рп} = 1.382 / \text{Кп}^{1.430}$
Коэффициент водонасыщенности, д.е.	$\text{Кв} = 1.0279 / \text{Рн}^{0.5747};$ $\text{Рн} = 1.049 / \text{Кв}^{1.740}$
Коэффициент проницаемости, мД	$\text{Кпр} = 0.004 \times \text{Exp}(48.540 \times \text{Кп})$
Глинистость по $\alpha_{\text{ПС}}$, д.е. Глинистость по $\delta_{\text{ГК}}$, д.е.	$\text{СГЛ} = (0.5 \times (1 - \alpha_{\text{ПС}})) / (1.5 - (1 - \alpha_{\text{ПС}}))$ $\text{КГЛ} = (1.9 - (3.61 - (3.60 \times \delta_{\text{ГК}}))^{0.5}) / 1.8$

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

Промыслово-геофизические исследования проводились в необсаженных скважинах, заполненных глинистым раствором. Эксплуатационные скважины в интервале продуктивного пласта бурились долотами диаметром 216 мм. В скв. №№ 336 и 348 в интервале отбора керна проходка велась с использованием РНО.

Разнообразие и полнота комплекса ГИС, проведенного в 46-ти скважинах Пуглалымского месторождения, определялись временем проведения каротажа и назначением скважин, а также материально-технической обеспеченностью подрядных организаций, выполняющих ГИС. При этом качество материалов ГИС, использованных для подсчета запасов, в основном, удовлетворяет требованиям технических инструкций по проведению геофизических исследований в скважинах. К недостаткам представленных материалов ГИС следует отнести отсутствие в “шапках” передаваемых LAS-файлов сведений о типах применяемой аппаратуры, модификациях скважинных зондов; отсутствие данных о типах и мощностях источников радиоактивного излучения, количестве и типах счётчиков в каналах зондов НГК и ГК, коэффициентах пересчёта для радиоактивных методов. Все это приводит к определенным трудностям при проведении количественной интерпретации данных ГИС, например, при обработке индукционного каротажа, когда требуется точное знание применяемой аппаратуры, или при обработке данных НГК, когда необходимо из зарегистрированных при каротаже показаний вычесть составляющую, обусловленную естественным гамма-излучением. [1]

Стандартный каротаж был выполнен во всех скважинах месторождения в масштабе глубин 1:500 (по всему стволу) и 1:200 в интервале продуктивного пласта. Измерения проводились стандартной аппаратурой с использованием зондов А2.0М0.5Н; М0.5Н2.0А и N11.0М0.5А с

одновременной записью кривой ПС. Качество материалов хорошее. Диаграммы стандартного каротажа применялись для расчленения разреза, корреляции пластов, визуальной характеристики электрических свойств продуктивного пласта и пород-покрышек, выделения коллекторов в комплексе с другими методами, оценки эффективной толщины и различных геологических построений. Метод ПС использовался для расчета коэффициента пористости.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось набором подошвенных градиент-зондов А0.4М1.0N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1.0N в масштабе глубин 1:200. Замеры БКЗ проведены в 40 скважинах, в скв № 2. В запись отсутствует. Одновременно с записью БКЗ проводилась запись кривой ПС. Диаграммы БКЗ использовались для выделения проницаемых интервалов, определения удельного электрического сопротивления коллекторов, для уточнения ВНК. Кривые БКЗ хорошо дифференцированы и достаточно четко расчленяют разрез.

Микрозондирование (МКЗ) выполнено в интервале проведения БКЗ микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М в масштабе глубин 1:200. Диаграммы микрозондов в комплексе с другими видами каротажа использовались для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины по качественным признакам. Диаграммы хорошо дифференцированы, но, к сожалению, микрокаротаж был проведен только в 8-ми поисково-разведочных скважинах и в эксплуатационной скважине №336.

Боковой каротаж (БК) был записан практически во всех скважинах (кроме скв. №№ 86 и 87) в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200. Качество записи удовлетворительное (масштаб логарифмический), диаграммы использовались для уточнения границ прослоев коллекторов.

Микробоковой каротаж (МБК) проводился в семи поисково-разведочных скважинах: №№ 88,89,90,91,92 и 93 и в эксплуатационных №№ 304 и 336. В интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200. Кривые хорошего

качества, что позволяет использовать диаграммы МБК для уточнения эффективной толщины неоднородных коллекторов продуктивного пласта. (1)

Индукционный каротаж (ИК) проводился в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200 практически во всех скважинах, кроме скважины № 87. Качество материалов хорошее. В поисково-разведочных скважинах применялись следующие типы зондов: 5Ф1.2, 6Ф1, позднее - 7И1.6; в эксплуатационных скважинах, преимущественно, 3И1 и 7И1.6. На Пуглалымском месторождении ИК является основным методом при определении удельного электрического сопротивления горных пород и оценки характера насыщения коллекторов.

Радиоактивный каротаж (НГК или НКТ в двухзондовой модификации) и ГК проводился во всех скважинах месторождения, кроме скв. № 2В, а ГККп (только в скважинах №№ 89,90 и 343) в открытом стволе в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200.

В поисково-разведочных скважинах, пробуренных до 1991г., для записи диаграмм РК (НГК+ГК) использовалась аппаратура типа СП-62, (исключение составляют скважины №№ 86 и 87, где применялась аппаратура ДРСТ) скорость регистрации кривых 180÷350 м/ч. Данные по источникам излучения, по количеству и типу счётчиков, а также пересчётные коэффициенты неизвестны. В эксплуатационных скважинах исследования проводились аппаратурой АРК-73 и РК5-76 (НКТ в двухзондовой модификации). Скорость регистрации кривых, мощности источников излучения, данные по счётчикам в большинстве случаев неизвестны. Качество материалов РК удовлетворительное, что позволило использовать эти диаграммы для оценки литологии разреза (по всем скважинам) и определения коэффициента пористости коллекторов (по тем скважинам, где регистрировались кривые водородосодержания – при использовании двухзондовых модификаций НКТ).

Акустический каротаж был проведён в 8-ми скважинах месторождения (№№ 88, 89, 90, 91, 92, 93,336,343) в масштабе глубин 1:200 и использовался

при количественной интерпретации данных ГИС. Качество материалов удовлетворительное. Правильность масштаба записи диаграмм АК определялась по характерным значениям величин интервального времени в эталонных средах (в глинистых породах и плотных песчаниках). В случае отклонения показаний кривой АК от этих значений проводилась корректировка масштаба записи диаграмм.

Кавернометрия (КВ) проводилась во всех поисково-разведочных скважинах и в скважинах №№302 и 336 в масштабе глубин 1:200 и 1:500 в интервале проведения БКЗ, применялась для выделения коллекторов и определения их эффективной толщины по наличию глинистой корки, для расчётов объёмов затрубного пространства. Качество материалов хорошее.

Инклинометрия проводилась по всему стволу пробуренных скважин. Точечные замеры в скважинах осуществлялись через 10÷25 м. Замеры инклинометрии использовались для внесения поправок за кривизну скважин при структурных построениях. Скважины, по которым инклинометрия отсутствует (это все поисково-разведочные скважины, кроме скважины № 91), являются вертикальными. Максимальные углы при проходке этих скважин не превышают 1,5÷2,0 градуса, при этом азимут не определяется (аппаратура, как правило – типа КИТ).

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) проводилось только в скважине № 345 в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200 с одновременной записью кривой ПС, использовалось для качественной интерпретации.

Резистивиметрия (РВ) проводилась с целью определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости в стволе скважины. Проводилась во всех скважинах (кроме №№ 86 и 87) в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200. Качество скважинных приборов контролировалось замерами лабораторного резистивиметра. Для интерпретации электрических методов значения УЭС ПЖ контролировались по опорным мощным глинистым непроницаемым пластам при интерпретации БКЗ (оценке

качества электрических методов). При необходимости в показания скважинных резистивиметров вводились поправки.

В семи поисково-разведочных скважинах месторождения были проведены замеры микрокавернометрии (МКВ).

С целью определения качества сцепления цементного камня с обсадной колонной и породой в обсаженных скважинах проводилась акустическая цементометрия (АКЦ). Термометрия проводилась с целью определения высоты подъема цемента за колонной. Диаграммы ОЦК и термометрии при интерпретации не использовались.

Термобарические условия проведения ГИС изменялись по разрезу в широких пределах: естественная температура достигала 100оС в пластах, вскрывших юрские и палеозойские отложения, а пластовые давления были близки к нормальным гидростатическим. Сведения о химическом составе пластовых вод по разрезу месторождения приводятся в работе «Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН Пуглалымского месторождения», 2009г.

К недостаткам геофизических работ, выполненных на Пуглалымском месторождении, следует отнести отсутствие или недостаточный объем исследований новыми методами (АК, ГГКп, ВИКИЗ) на стадии поисково-разведочных работ, отсутствие работ по контролю за качеством испытаний методами ГИС.

В целом, качество материалов ГИС оценивается как хорошее, что объясняется достаточно благоприятными геологическими, гидрогеологическими, термобарическими условиями и технологией бурения. Комплекс ГИС является вполне достаточным для проведения количественной интерпретации, уверенного выделения коллекторов и оценки их эффективных толщин по качественным признакам, а совместное использование результатов интерпретации ГИС, исследований керна и опробований скважин позволяет решать задачи литологического расчленения разреза, обоснования ВНК и определения подсчетных параметров. [1]

3.1 Обоснование предела коллектора

В работе по подсчету запасов и ТЭО КИН в 2009 г. [2] граничное значение коэффициента проницаемости $K_{п-гр}$ определялось по зависимости «газопроницаемость эффективная относительная - газопроницаемость абсолютная». Последняя величина является отношением эффективной газопроницаемости (анализы эффективной газопроницаемости были выполнены в скважинах №336 и 348) к абсолютной проницаемости по газу. Нулевое значение относительной эффективной газопроницаемости означает отсутствие фильтрации нефтяного флюида в пласте, т.е. пласт является неколлектором [15]. Из рисунка видно, что граничное значение коэффициента проницаемости коллекторов можно принять на уровне $K_{п-гр}=0.3\text{мД}$.

Граничное значение коэффициента пористости $K_{п-гр}$ коллекторов определялось аналогичным способом по зависимости «газопроницаемость эффективная относительная - пористость открытая». При нулевой эффективной относительной проницаемости величина открытой пористости составляет $K_{п-гр}=0.09$ д.ед., которая принимается за граничную.

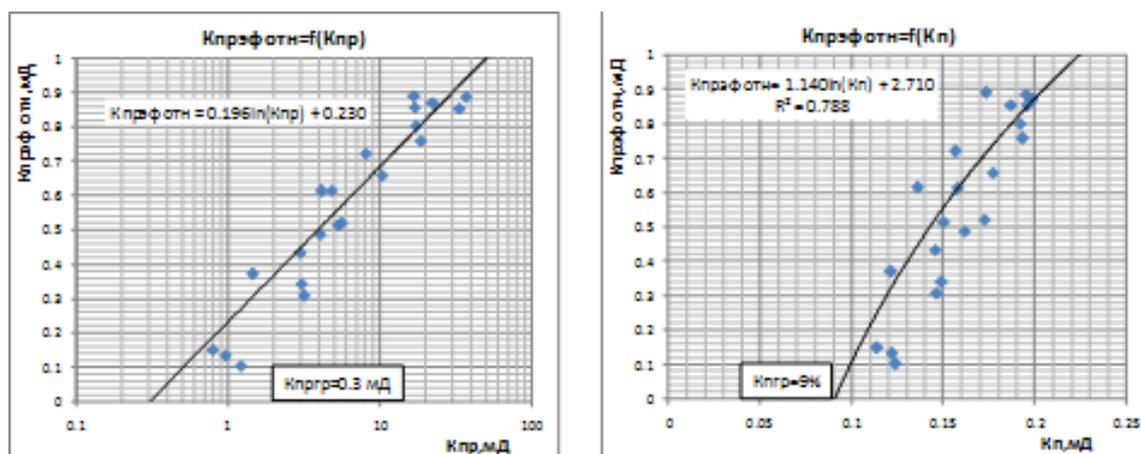


Рисунок 3.1.1 - Графики, иллюстрирующие определение граничных значений $K_{п}$ и $K_{п-гр}$ из подсчета запасов 2009 г.

Однако авторов настоящей работы, имеющих большой опыт работы с верхнеюрскими коллекторами месторождений Томской области, несколько

насторожили приведённые в работе по подсчету запасов 2009 г. значения граничных параметров [2]. Поэтому были выполнены переопределения граничных значений коэффициентов пористости, проницаемости, а также относительного параметра ПС – $\alpha_{ПС}$.

Следует сказать, что корректировка граничных значений не повлекла изменений толщин коллекторов, как может показаться на первый взгляд. Дело в том, что эффективные толщины определялись исключительно по прямым качественным признакам. Граничные значения K_p , $K_{пр}$ и $\alpha_{ПС}$ были уточнены для случаев, когда прямые качественные признаки будут отсутствовать (либо будут выражены недостаточно ясно) – например, в горизонтальных стволах скважин, пройденных на высокоминерализованных полимерных промывочных жидкостях.

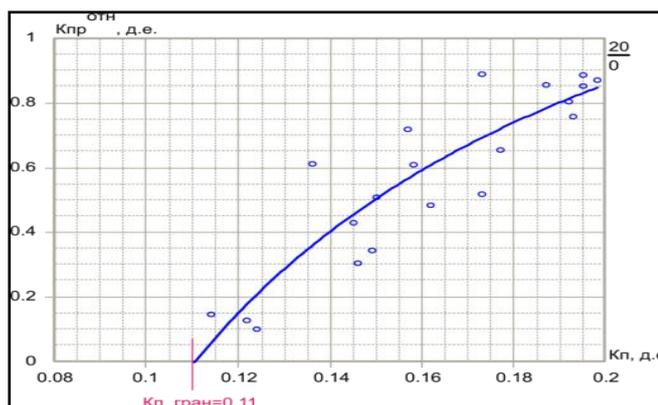


Рисунок 3.1.2 - Определение граничного значения пористости для коллекторов Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения по графику $K_{пр}^{отн}=f(K_p)$

Итак, значения K_p -гран составляет 11%, а значение граничное проницаемости равно 0,7 мД. Графики зависимостей $K_{пр}^{отн}$ от K_p и $K_{пр}^{отн}$ от $K_{пр}$ представлены на рисунках 3.2 и 3.3, соответственно.

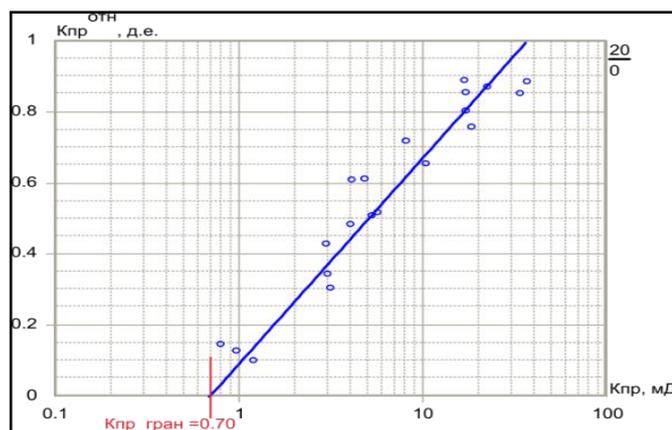


Рисунок 3.1.3 - Определение граничного значения проницаемости для коллекторов Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения по графику $K_{пр}^{отн}=f(K_{пр})$

Также было уточнено значение параметра $\alpha_{ПС}$ граничное (Рис.3.4).

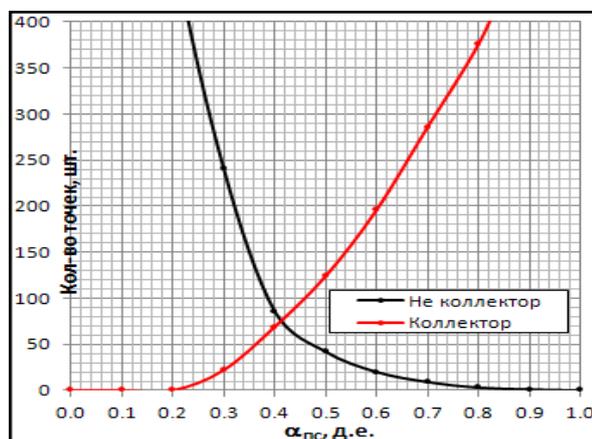


Рисунок 3.1.4 - Определение граничного значения относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$)

Для определения критического значения $\alpha_{ПС}$ были сформированы две выборки. При этом в одну выборку включались значения $\alpha_{ПС}$ для коллекторов, а во вторую - для неколлекторов. Для формирования выборок использовались материалы ГИС поисково-разведочных скважин №№ 86, 87, 88, 89, 90, 92 и 93, в которых были записаны кривые микрозондирования. Принадлежность интервалов к коллекторам или неколлекторам определялась в поточечном режиме по наличию или отсутствия положительного приращения на микрозондах. Далее по построенным кумулятивным кривым определяется критическое значение относительной амплитуды $\alpha_{ПС}$, которая

для пласта Ю₁¹⁻² составляет около 0,40, а не 0,30, как в работе по подсчету запасов нефти и ТЭО КИН 2009 г. [2]. В этой работе $\alpha_{\text{ПС}}^{\text{ГРАН}}$ определялось, как значение, соответствующее граничной пористости (0,09 д.ед.), по уравнению зависимости $K_{\text{П}}=f(\alpha_{\text{ПС}})$.

3.2 Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения пород-коллекторов по геофизическим материалам является их отличие от вмещающих пород по физическим свойствам: пористости, глинистости и проницаемости. Признаки коллектора делятся на качественные и количественные.

Качественные признаки терригенного коллектора, к которым относятся и коллекторы горизонта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения, обусловлены наличием зоны проникновения в коллектор фильтрата промывочной жидкости. Прямые качественные признаки являются наиболее надёжными для выделения коллекторов в терригенных разрезах.

К прямым качественным признакам относятся:

- превышения показаний микропотенциал зонда над значениями микроградиент зонда;
- сужение диаметра скважины (d_c) по сравнению с номинальным диаметром (d_n);
- наличие радиального градиента кажущегося сопротивления, фиксируемого электрическими разноглубинными методами каротажа (БКЗ, БК, ИК).

К качественным признакам относятся:

- отрицательные аномалии на кривой ПС;

Также выделение проницаемых интервалов выполнялось и по косвенным качественным признакам, которые сопутствуют прямым признакам и характеризуют вскрытые отложения, которые могут принадлежать к коллекторам. К косвенным признакам относится низкая

естественная гамма-активность пород вскрытых интервалов, регистрируемая методом ГК.

Качественные признаки являются обоснованными и, в большинстве случаев, достаточными для отнесения пород к коллекторам, либо к неколлекторам. Для выделения коллекторов привлекается практически весь комплекс ГИС. Из эффективных толщин, выделяемых по качественным признакам, как коллектор, исключались все прослой, характеризующиеся как уплотненные и глинистые по методам БК-МБК, НК, ГГКп.

Количественные признаки использовались в виде граничных значений параметров K_p , $K_{пр}$ и $\alpha_{пс}$.

Также привлекались данные по первичному описанию и результатам исследования кернового материала.

3.3 Определение исходных геофизических параметров

Определение удельного электрического сопротивления пластов

В терригенных разрезах Западной Сибири основную информацию о характеристике разреза несёт удельное электрическое сопротивление ($\rho_{п}$), так как этот параметр используется при определении коэффициентов водонасыщенности коллекторов [15].

Удельное электрическое сопротивление пород ($\rho_{п}$) определялось по комплексу методов, включающему БКЗ+ИК+БК, в программе LOG_TOOLS. Сопротивление промывочной жидкости, определённое по записям скважинных резистивиметров, уточнялось при оценке качества материалов электрических методов ГИС по опорным глинистым пластам в программе LOG_TOOLS. При необходимости осуществлялась коррекция показаний тех зондов, которые систематически отклонялись от расчётных значений [18]. На рисунке 3.5 показан пример определения $\rho_{пв}$ в программе LOG_TOOLS по комплексной палетке.

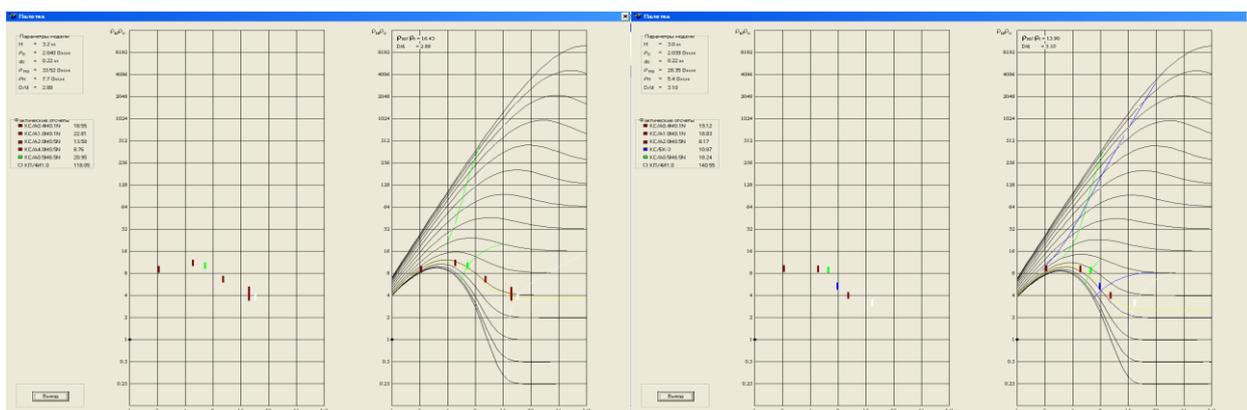


Рисунок 3.3.1 - Пример обработки данных электрических методов ГИС в программе Log_Tools. Скважина 327, Пуглалымская

Определение относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$)

Определение $\alpha_{ПС}$ выполнено с использованием методики “опорного пласта”. В качестве опорного пласта принимался мощный, выдержанный, водонасыщенный коллектор с минимальной глинистостью в разрезе. Максимальная амплитуда ПС в изучаемом пласте определяется по формуле:

$$U_{max} = U_{опор} + 3.0 \times (Н_{пл} - Н_{опор}) / 100, \quad (3.3.1)$$

Где: $Н_{пл}$ – глубина изучаемого пласта;

$Н_{опор}$ – глубина опорного пласта;

$U_{опор}$ – значение ПС в опорном пласте,

3.0 – градиент изменения ПС с глубиной. Определен на ряде месторождений Томской области (3 мВ на 100 м).

Предварительно в кривые ПС были введены поправки для устранения эффекта “сползания” линии глин.

Собственно, параметр $\alpha_{ПС}$ рассчитывался как отношение значений ПС в изучаемом пласте к U_{max} . Таблица с данными по опорным значениям приводится ниже.

Таблица 3.3.1 - Данные для расчета параметра $\alpha_{ПС}$ по поисково-разведочным скважинам Пуглалымской площади

№ скв	Значение ПС на линии “глин”, мВ	Значение ПС в опорном пласте, мВ	Глубина залегания опорного пласта, м
86П	120.80	18.71	2215.0
87П	92.50	13.69	2245.2
88П	93.75	12.85	2065.4
89П	99.37	0.88	2210.0
90П	103.10	12.00	2212.0
91Р	78.00	4.672	2150.4
92Р	122.10	1.606	2242.8
93Р	109.50	1.494	2230.6

В случае отсутствия опорных пластов (это относится к некоторым эксплуатационным скважинам, где запись материалов ГИС заканчивалась в пределах отложений куломзинских глин) параметр $\alpha_{ПС}$ рассчитывался как отношение амплитуды ПС в исследуемом пласте к значению статистического потенциала $E_{СТ}$,

$$E_{СТ}=(69.6 \times (273+t_{ПЛ}))/291 \times \lg(\rho_{Ф}/\rho_{В}), \quad (3.2)$$

где $t_{ПЛ}$ - температура в исследуемом пласте, $\rho_{Ф}$ и $\rho_{В}$ – значения УЭС фильтра промывочной жидкости и УЭС пластовой воды, соответственно.

Это относится к эксплуатационным скважинам №302, 303, 322 и 326.

Определение двойного разностного параметра ГК ($\delta_{ГК}$)

Определение $\delta_{ГК}$ выполнялось с использованием опорных пластов, по общепринятой формуле:

$$\delta_{ГК}=(ГК-ГК_{MIN})/(ГК_{MAX}-ГК_{MIN}), \quad (3.3)$$

где: ГК – отсчёты с кривой ГК против изучаемого пропластка, $ГК_{MAX}$ и $ГК_{MIN}$ - значения ГК в опорных пластах, с максимальными и минимальными показаниями, соответственно, в пределах интерпретируемого разреза.

За максимальные показания ГК принимались отсчёты в глинистой межугольной пачке, за минимальные показания – принимались отсчёты

против плотных карбонатных разностей, залегающих в пределах пласта Ю₁¹⁻², либо в проницаемых разностях пласта Ю₁¹⁻², если значения ГК в проницаемых разностях были меньше, чем против уплотнённых прослоев.

Определение коллекторских свойств

Оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов выполнялась по петрофизическим зависимостям типа КЕРН-ГИС, построенным по результатам лабораторных исследований керна, поднятого из эксплуатационных скважин № 336 и 348 и поисково-разведочных скважин. Поскольку, после последнего подсчёта запасов, выполненного в 2009 году [2], отбора керна из вновь пробуренных скважин не производилось, то все петрофизические зависимости, обоснованные в работе [2] и защищённые в ГКЗ [3], принимаются без изменений.

Исключением являются переопределения граничных значений пористости, проницаемости и $\alpha_{ПС}$, о чём говорилось выше. А также обоснование методики определения характера насыщения, основанной на использовании кривых относительной фазовой проницаемости, о чём будет изложено ниже.

Определение коэффициентов пористости

В представляемом отчете коэффициент пористости коллекторов продуктивного пласта Ю₁¹⁻² юрских отложений Пуглалымского месторождения определялся как по результатам исследования керна, так и по материалам ГИС: по методу ПС, по НКт, по АК, по ГГКп.

Коэффициент пористости по методу ПС рассчитывался в каждой из скважин месторождения, вскрывших продуктивный пласт Ю₁¹⁻². При расчете использовалась корреляционная зависимость «КЕРН-ГИС» $K_{п}^{КЕРН} = f(\alpha_{ПС})$, построенная авторами работы по подсчету запасов нефти и ТЭО КИН 2009г. Исходные данные для построения графика этой зависимости по горизонту Ю₁ Пуглалымского месторождения приводятся в таблице 3.3.2. Несмотря на

небольшой объем выборки (20 точек), была установлена вполне уверенная корреляционная зависимость (Рисунок 3.3.2), которая имеет вид $K_{п} = 0.214 \times \alpha_{пс} + 0.025$.

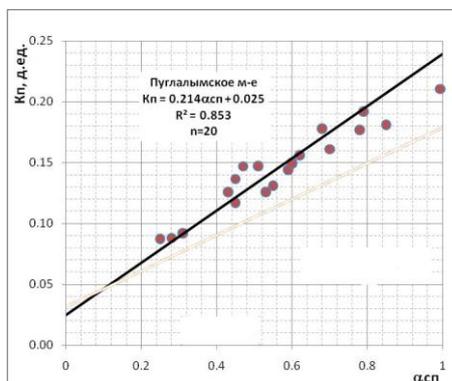


Рисунок 3.3.2 - Зависимость, типа “КЕРН-ГИС”, $K_{п} = f(\alpha_{пс})$ для коллекторов объекта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения

Коэффициент пористости в коллекторах определялся также по радиоактивным методам: нейтронному и плотностному.

В поисково-разведочных скважинах имелись замеры НГК и ГК, но отсутствие в разрезе скважин надежных опорных пластов с известной пористостью и сведений о типах применяемой аппаратуры не позволили оценить коэффициент пористости по НГК (по методике двух опорных пластов) с учетом глинистости по ГК. Во всех эксплуатационных скважинах коэффициент пористости оценивался по методу двухзондового нейтронного каротажа по приведенной кривой водородосодержания, по формуле:

$$K_{п} = W - (0.3 \times K_{гг}), \quad (3.4)$$

Где: W – значения водородосодержания в д.ед., K_{гг} – коэффициент объёмной глинистости, рассчитывается по $\delta_{гк}$ по формуле Ларионова, 0.3 – значение водородного индекса (водородосодержания) глин. Принято по аналогии, по материалам защиты ПЗ Колотушного месторождения, находящегося в непосредственной близости от Пуглалымского. А также по другим месторождениям Томской области.

Таблица 3.3.2 - Данные для построения зависимости $K_{п} = f(\alpha_{пс})$

№ скв.	Глубина кровли, м	Глубина подошвы, м	h, м	Вынос керна, %	К-во образцов в керне, шт.	Кп керн, д.ед.	$\alpha_{пс}$, д.ед.	Плас т
87П	2508.5	2509.8	1.3	50	3	0.211	0.99	Ю ₁ ³
88П	2451.7	2453.4	1.7	83.3	4	0.192	0.79	Ю ₁ ¹⁻²
88П	2453.4	2455.2	1.8	83.3	4	0.156	0.62	Ю ₁ ¹⁻³
88П	2456.7	2457.4	0.7	100	3	0.137	0.45	Ю ₁ ¹⁻⁴
88П	2465.7	2467.4	1.7	88.6	4	0.150	0.60	Ю ₁ ^м
88П	2479.9	2481.5	1.6	100	4	0.181	0.85	Ю ₁ ⁴
89П	2444.4	2445.8	1.4	59.1	4	0.117	0.45	Ю ₁ ¹⁻²
89П	2451.0	2452.0	1	68.3	3	0.087	0.25	нк
89П	2466.4	2467.5	1.1	83.3	3	0.147	0.51	Ю ₁ ¹⁻³
90П	2452.5	2454.3	1.8	70	9	0.126	0.53	Ю ₁ ¹⁻²
91Р	2524.1	2525.8	1.7	83.5	9	0.178	0.68	Ю ₁ ¹⁻²
91Р	2550.0	2551.0	1	71.3	3	0.092	0.31	Ю ₁ ¹⁻³
91Р	2551.3	2552.8	1.5	71.3	3	0.144	0.59	Ю ₁ ¹⁻³
92Р	2489.2	2490.6	1.4	100	5	0.126	0.43	Ю ₁ ¹⁻²
93Р	2471.6	2473.4	1.8	56	9	0.177	0.78	Ю ₁ ¹⁻²
93Р	2473.4	2474.7	1.3	56	6	0.131	0.55	Ю ₁ ¹⁻²
336	2652.6	2653.6	1	100	7	0.149	0.60	Ю ₁ ¹⁻²
336	2654.0	2654.8	0.8	100	4	0.147	0.47	Ю ₁ ²
336	2656.4	2658.0	1.6	100	3	0.088	0.28	нк
348	2552.0	2553.6	1.6	100	6	0.161	0.70	Ю ₁ ¹⁻²

Кроме этого, по трем скважинам (№ 89, 90 и 343) коэффициент пористости в коллекторах определялся также по гамма-гамма-плотностному методу (ГГКп). При этом использовалась корреляционная зависимость типа «КЕРН-КЕРН» между коэффициентом открытой пористости и объемной плотностью, которая была получена по результатам исследования коллекции образцов керна, отобранных из эксплуатационных скважин № 336 и 348. При исследовании образцов керна, отобранного из поисково-разведочных скважин, сведения о характере насыщения образцов при измерении плотности отсутствуют. Полученная зависимость представлена на рисунке 3.3.3. Уравнение связи пористости и плотности максимально увлажнённых образцов имеет вид:

$$K_{п} = (\rho_{МУ} - 2.658) / (-1.730), \quad (3.5)$$

где 2.658 г/см^3 – это средняя величина плотности скелета горной породы продуктивного пласта Ю₁¹⁻²,

$\rho_{\text{МУ}}$ - аналог значений показаний метода ГГКп против изучаемого пропластка.

Коэффициент пористости, определенный по ГГКп, в коллекторах пласта Ю₁¹⁻² изменяется от 0.097 до 0.177 д.ед. (по 3-м скважинам), в среднем составляя 0.14 д.ед.

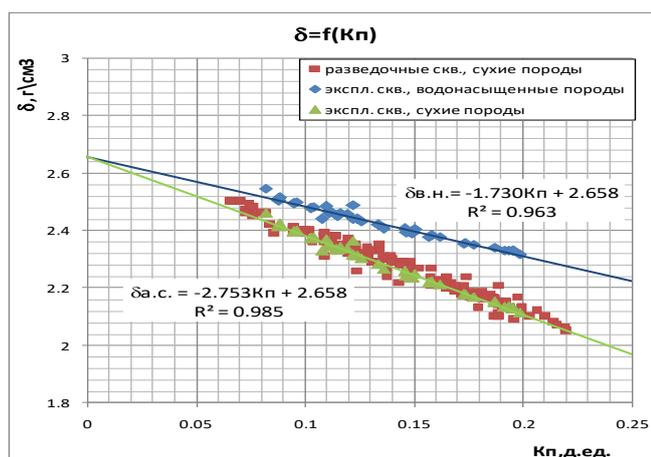


Рисунок 3.3.3 - Зависимость, типа “КЕРН-КЕРН”, $\text{МУ} = f(\text{Кп})$ для коллекторов объекта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения

По акустическому каротажу пористость рассчитывалась по формуле 3.6:

$$\text{Кп}^{\Delta\text{T}} = ((3.5495 \times (\delta_{\text{T}} - 175) \times \alpha_{\text{ПС}}^{0.5} + 3.4608)^{0.5}) / 100, \quad (3.6)$$

Где: Δ_{T} - отсчёт по кривой DT против исследуемого интервала, $\alpha_{\text{ПС}}$ - значение относительного параметра ПС против изучаемого пласта. В данной формуле параметр $\alpha_{\text{ПС}}$ учитывает глинистость пласта и выполняет функцию поправочного коэффициента.

Приведённая формула была получена в Томской геофизической экспедиции по исследованию скважин, как обобщённая зависимость, для верхнеюрских пластов-коллекторов васюганской свиты [19].

Для подсчета запасов рекомендуется принять пористость, полученную по методу ПС, так как данные этого метода хорошо согласуются с

результатами исследований керна и методом ПС охарактеризованы все скважины Пуглалымского месторождения. Сопоставление значений коэффициентов пористости, определённых по ГИС (по $\alpha_{ПС}$) в попластовом режиме и по образцам керна (среднее значение по образцам, попадающим в интервал пропластков) представлено в таблице 3.3.3, а также показано на планшетах с геолого-геофизическими характеристиками.

Таблица 3.3.3 - Сопоставление значений коэффициентов пористости, определённых по ГИС и по образцам керна

Скважина	Интервал пласта, м		Кп по ГИС, д.е.	Пористость по образцам керна, попавшим в интервал пропластков, д.е.										Средняя по интервалу	
	Кровля	Подшва		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
88П	2451,7	2453,4	0,194	0,16 7	0,19 9	0,1 84	0,1 85	0,1 99							0,187
88П	2453,4	2455,2	0,158	0,16 5	0,16 8	0,1 62	0,1 28								0,156
88П	2456,7	2457,4	0,121	0,12 9	0,13 2	0,1 49									0,137
89П	2444,4	2445,8	0,121	0,13 7	0,11 1	0,1 03	0,0 86								0,109
90П	2452,5	2454,3	0,138	0,10 9	0,12 7	0,1 40	0,1 37	0,1 39	0,1 10	0,0 85	0,1 20	0,1 26	0,1 28		0,122
91Р	2524,1	2525,8	0,171	0,09 7	0,16 5	0,1 90	0,1 71	0,1 87	0,1 69	0,1 82	0,1 89	0,1 79	0,1 72		0,170
92Р	2486,3	2487,2	0,138	0,15 8	0,14 4	0,1 45	0,1 03								0,138
93Р	2471,6	2473,4	0,190	0,18 6	0,17 9	0,1 88	0,1 99	0,1 75	0,1 87	0,0 98					0,173
93Р	2473,4	2474,7	0,143	0,21 0	0,17 3	0,1 24	0,1 30	0,1 13	0,1 15	0,0 99	0,2 06				0,146
336	2651,2	2652,2	0,151	0,12 3	0,07 4	0,1 22									0,106
336	2652,6	2653,6	0,153	0,19 2	0,19 3	0,1 96	0,1 15								0,174
336	2654,0	2654,8	0,127	0,13 6	0,02 3	0,1 77	0,1 24								0,115
348	2550,2	2552,0	0,196	0,11 6	0,07 1	0,1 17	0,0 69	0,1 95	0,1 46	0,1 58					0,125
348	2552,0	2553,6	0,175	0,17 3	0,17 3	0,1 26	0,1 98	0,1 87	0,1 62	0,1 57					0,168
348	2556,8	2557,5	0,186	0,10 9	0,13 4										0,122

Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определялся по стандартной методике [14],[15] с использованием зависимостей «КЕРН-КЕРН» $R_{п}=f(K_{п})$ и $R_{н}=f(K_{в})$, представленных на рисунке 3.3.4.

Уравнения регрессии, представленных на рисунке 3.3.4 зависимостей, имеют следующий вид:

$$R_{п}=1.382/K_{п}^{1.43}; R^2=0.952$$

и

$$R_{н}=1.049/K_{в}^{1.740}; R^2=0.958$$

(или относительно водонасыщенности $K_{в}=1.0279/R_{н}^{0.5747}$),

где $R_{п}$ и $R_{н}$ – параметры пористости и насыщения, соответственно,

$K_{п}$ и $K_{в}$ – соответственно, значения пористости и водонасыщенности, замеренные на образцах керна.

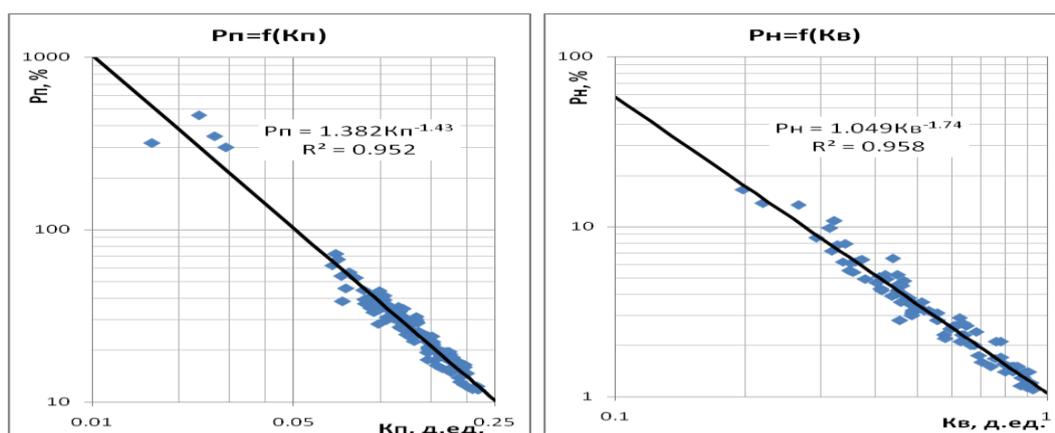


Рисунок 3.3.4 - Зависимости, типа “КЕРН-КЕРН”, $R_{п}=f(K_{п})$ и $K_{в}=f(R_{н})$ для коллекторов объекта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения

Поскольку, о чём уже было указано ранее, новых исследований кернового материала из скважин Пуглалымского месторождения выполнено не было, зависимости, представленные на рисунке 3.3.4, использовались в настоящей работе для определения водонасыщенности.

Собственно, коэффициенты нефтенасыщенности ($K_{н}$) вычислялись по формуле

$$K_{н}=1-\{1.0279/[(\rho_{п}/(R_{п}\times\rho_{в}))^{0.5747}]\}, \quad (3.7)$$

Где: $\rho_{\text{в}}$ – сопротивление пластовой воды (0.062 Ом),

$\rho_{\text{п}}$ – УЭС коллектора;

$R_{\text{п}}$ – параметр пористости.

Определение характера насыщения коллекторов

В работе по подсчету запасов и ТЭО КИН 2009 г. [2] оценка характера насыщения коллекторов выполнялась по весьма популярной в Западной Сибири методике сопоставления удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{п}}$ с каким-либо параметром, характеризующим пористость коллекторов, в данном случае с $\alpha_{\text{ПС}}$. Эта номограмма приведена на рисунке 3.3.5

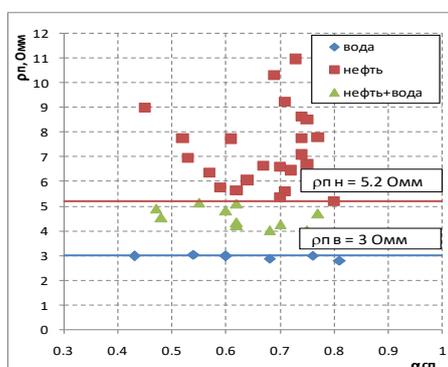


Рисунок 3.3.5 - Номограмма для определения характера насыщения коллекторов пласта Ю₁¹⁻² Пулгалымского месторождения

Однако внешний вид номограммы заставил поставить под сомнение её достоверность, а именно параллельность линий, разделяющих коллекторы по характеру насыщения, оси абсцисс ($\alpha_{\text{ПС}}$). Получается, что разделение коллекторов по насыщению происходит только по абсолютному значению УЭС коллектора, при любых значениях его пористости ($\alpha_{\text{ПС}}$). Хотя теоретически граничное значение сопротивлений должно увеличиваться с уменьшением пористости. И такая тенденция присутствует на многих аналогичных номограммах, например, на представленной на рисунке 3.3.6.

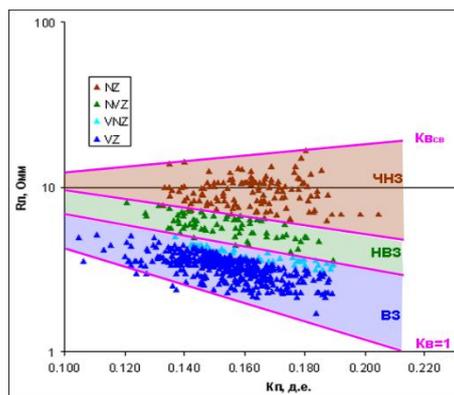


Рисунок 3.3.6 - Номограмма для оценки характера насыщения коллекторов пласта Ю₁, одного из месторождений Томской области

Изучение экспертного заключения [3] по вопросу оценки характера насыщения, подтвердило сомнения авторов о кондиционности номограммы, приведённой на рисунке 3.3.7.

Поэтому авторами работы было принято решение использовать для оценки характера насыщения коллекторов методику, основанную на использовании кривых относительной фазовой проницаемости.

Следует отметить, что на образцах керна, отобранного из скважин № 336 и 348, в 2007 году были выполнены капиллярметрические исследования. Однако, максимальное давление, создаваемое в капилляриметре, не превышало 6.2 атм. И были в те годы многочисленные замечания экспертов по этому поводу. Смысл которых сводился к тому, что значения $K_{во}$, полученные при давлении в 6.2 атм, на самом деле таковыми не являются, а завышены, в среднем, на $8 \div 10\%$, и являются, суть, водоудерживающей способностью образца при давлении в 6.2 атм. Возможно, по этой причине авторы работы по подсчету запасов и ТЭО КИН в 2009 г. [2] и не использовали материалы капиллярметрии для оценки характера насыщения.

В данной работе авторы использовали материалы капиллярметрических исследований керна, поднятого из скважины № 202 Колотушного месторождения. Данное месторождение находится в непосредственной близости от Пуглалымского, и ФЕС свойства коллекторов

Ю₁, а также характеристики насыщающих их флюидов идентичны (близкие по значениям) с аналогичными отложениями Пуглалымского месторождения. Капиллярметрические исследования были выполнены в 2012 году, и максимальное давление, создаваемое при этом, составляло 10 атм.

На рисунке 3.3.7 показана номограмма, построенная по результатам капиллярметрических исследований образцов керна из скважины 202, Колотушной.

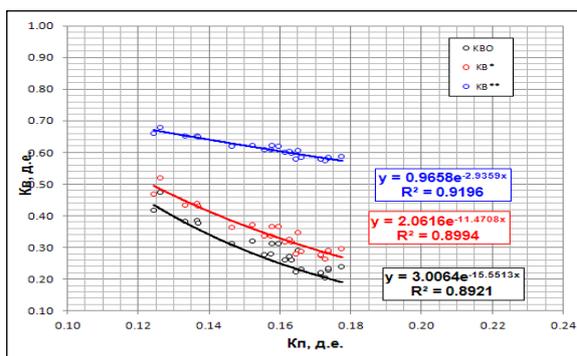


Рисунок 3.3.7 - Номограмма для определения характера насыщения коллекторов пласта Ю₁¹⁻², построенная по результатам капиллярметрических исследований керна

Полученные при лабораторных исследованиях кривые капиллярного давления были перестроены в кривые относительных фазовых проницаемостей по формуле, предложенной Бурдаynom [12]. При расчётах были приняты значения

$K_{но}=29.5\%$ (среднее значение по результатам лабораторных определений на образцах керна), $\mu_{н}=1.0$ сПз, $\mu_{в}=0.352$ сПз, $\rho_{н}=0.763$ г/см³, $\rho_{в}=1.017$ г/см³,

Где: $\mu_{н}$ и $\mu_{в}$ – вязкости нефти и воды, соответственно,

$\rho_{н}$ и $\rho_{в}$ – плотности нефти и воды, соответственно, в пластовых условиях.

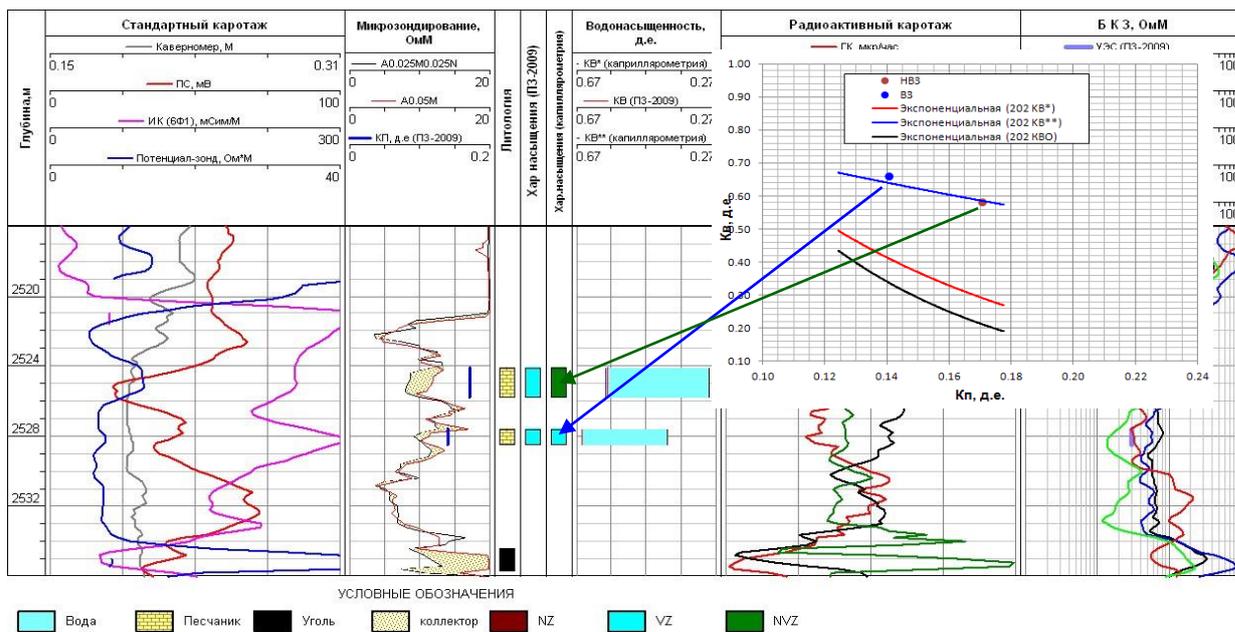


Рисунок 3.3.8 - Сравнение характеров насыщения, определённых разными способами. Скважина 91Р, Пуглалымская

Определение коэффициента проницаемости

Для определения коэффициентов проницаемости ($K_{пр}$) в проницаемых интервалах пласта Ю₁¹⁻² юрских отложений Пуглалымского месторождения была использована корреляционная зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$. Данная зависимость была построена по данным определений этого параметра на образцах керна изучаемого месторождения. Подробное описание методики построения приводится в разделе 7.3.2 в работе по подсчету запасов и ТЭО КИН2009 г. [2].

Корреляционная зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ представлена на рисунке 3.3.9, а уравнение зависимости имеет вид:

$$K_{пр}=0.004 \times \text{Exp}(48.54 \times K_{п}).$$

Высокая теснота связи между сопоставляемыми параметрами ($R^2=0.821$) позволяет сделать вывод о том, что величина проницаемости для пород в интервале коллектора в значительной степени контролируется величиной пористости.

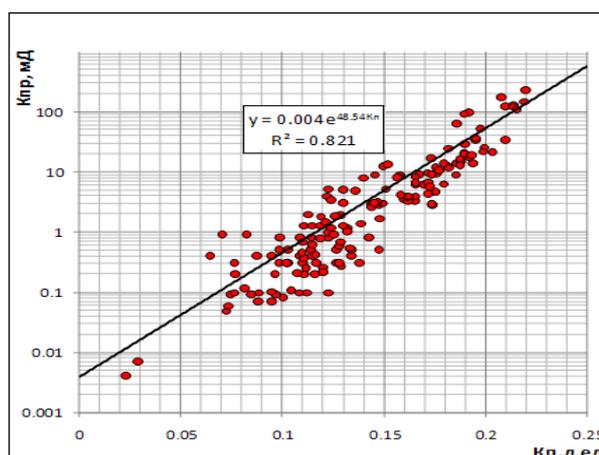


Рис.3.3.9 - График петрофизической зависимости, типа “КЕРН-КЕРН”, $K_{пр}=f(K_{п})$ для коллекторов объекта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения

Определение глинистости

Коэффициент глинистости не является подсчётным параметром. Учет глинистости необходим для ввода разного рода поправок в подсчётные параметры. На образцах керна, отобранного при проходке скважин Пуглалымского месторождения, лабораторными методами коэффициент глинистости не определялся. Поэтому для расчета данного параметра (Сгл) было использовано уравнение Стайбера:

$$C_{гл} = (0.5 \times (1.0 - \alpha_{ПС})) / (1.5 - (1 - \alpha_{ПС})), \quad (3.8)$$

где $\alpha_{ПС}$ - относительный параметр ПС.

Эта формула хорошо работает при расчете Сгл в коллекторах пластов Ю₁ на месторождениях Томской области. Например, на Северном, Ледовом, Карайском [21],[20], [22] и других.

Также для определения коэффициентов объёмной глинистости (Кгл) применялась формула Ларионова [13]:

$$K_{гл} = (1.9 - (3.61 - (3.60 \times \delta_{ГК}))0.5) / 1.8, \quad (3.9)$$

где $\delta_{ГК}$ – двойной разностный параметр ГК.

Коэффициенты объёмной глинистости, рассчитанные по формуле Ларионова, использовались при вычислении коэффициентов пористости по кривым водородосодержания.

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

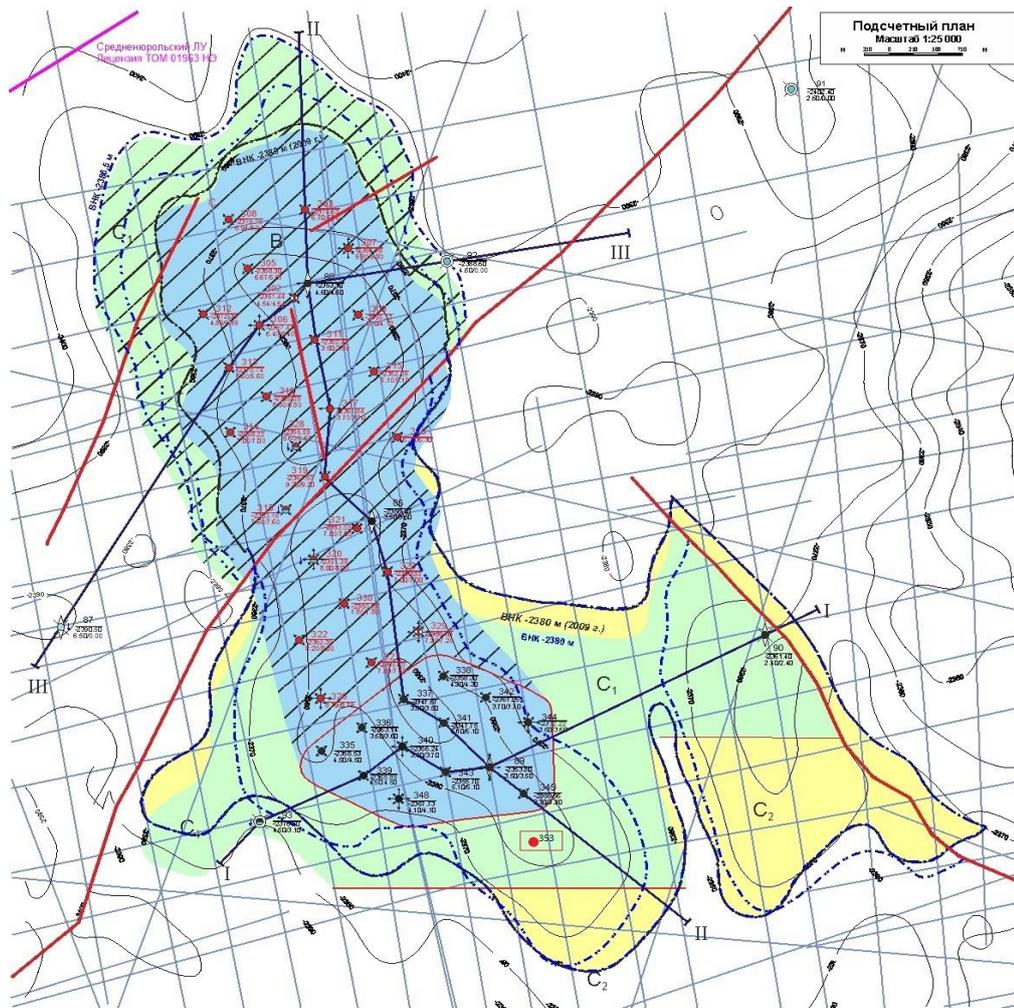
Проектом предусматривается проведение ГИС в одной скважине южной части Пуглалымского месторождения. На запроектированном участке работ перед ГИС стоят следующие геологические задачи:

- Литологическое расчленение разреза;
- Выделение коллекторов;
- Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов;
- Оценка характера насыщения коллекторов;
- Определение водонефтяного контакта.

Поставленные геологические задачи решаются с помощью следующих геофизических методов: ПС, БКЗ, БК, МБК, МКЗ, БЭЗ, ИК, ГК, НГК, АК, кавернометрия, резистивиметрия, инклинометрия.

4.2 Обоснование объекта исследований

По результатам ранее проведенных работ на Пуглалымском месторождении проведены границы запасов нефти с категориями В и С₁. Для увеличения границы запасов категории В, проектом предусмотрено пробурить разведочную скважину № 353 с забоем 2650м. Скважина проектируется в южной части месторождения, во внутреннем контуре нефтеносности. По показателям дебита с соседних скважин можем полагать что, в проектируемой скважине также будет наблюдаться достаточный дебит.



Условные обозначения

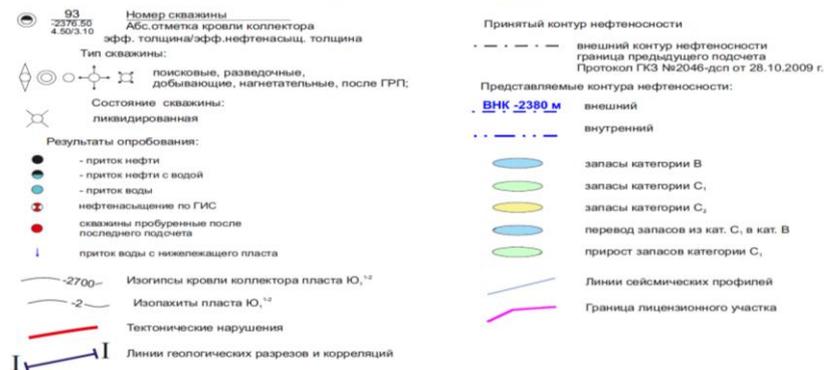


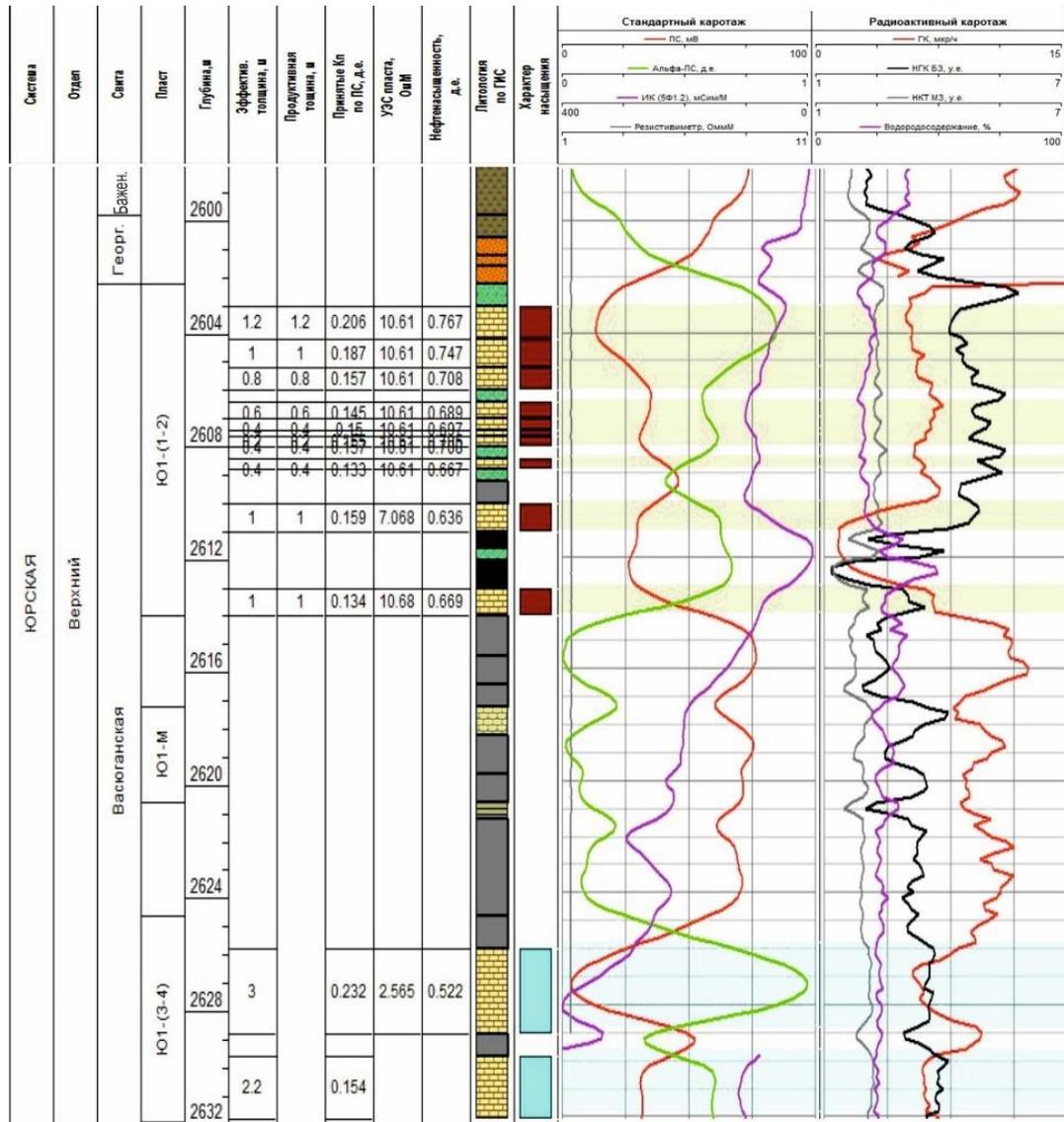
Рисунок 4.2.1 - Структурная карта района работ

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

На разрезе Пуглалымского месторождения представлены следующие литологические разности: пласты песчаников, с переслаиванием

карбонатизированных пород, глины, битуминозный аргиллит, алевролит, прослойки угля.

На физико-геологической модели (рис. 4.3.1) можем наблюдать особенности отражения литологических разностей на каротажных диаграммах.



Условные обозначения

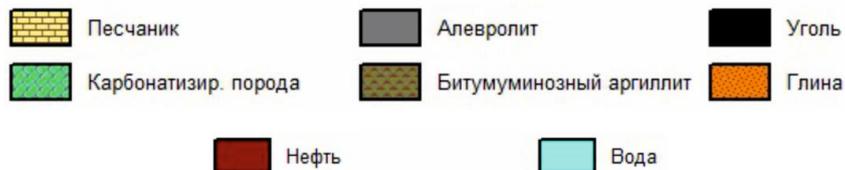


Рисунок 4.3.1 - ФГМ продуктивного горизонта Пуглалымского месторождения

В показаниях метода ПС выделяются песчаники и глины – отклонениями аномалий вправо и влево соответственно, ГК также выделяет глины и песчаники – повышенными значениями у первых и пониженными у вторых. На плотных породах ГК отмечается понижением, НКТ позволяет выделить плотные породы достаточно точно – положительными пиками аномалии. Уголь имеет пониженные значения НКТ. Коллекторы выделяются закономерным изменением сопротивления, отрицательными аномалиями ПС, также по кривой ГК и водородосодержания.

Выбор комплекса методов ГИС основывается на поставленных геологических задачах, представленных в разделе 4.1, а также на основе анализа ранее проведенного комплекса ГИС. Запроектированный комплекс ГИС проводится по общепринятой схеме проведения работ, а также в соответствии «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072-01).

Для литологического расчленения и выделения коллекторов в проектируемый комплекс включены методы: электрметрии (ПС, БКЗ, МКЗ, ВИКИЗ), радиометрии (ГК), кавернометрия. В качестве дополнительных методов для уточнения литологического состава и более надежного выделения пластов-коллекторов применяются комплексные измерения методами: электрметрии (БК, ИК, МБК), радиометрии (НГК, НКТ), акустического метода (АК) и резистивиметрия.

Основными методами для определения коэффициента пористости являются методы каротажа естественной поляризации (ПС), гамма-каротажа (ГК), нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ).

Основными методами для определения глинистости являются методы гамма-каротажа (ГК), каротажа естественной поляризации (ПС).

Основными методами для определения коэффициента проницаемости являются методы каротажа естественной поляризации (ПС) и бокового каротажа (БК).

Основными методами для определения характера насыщения коллекторов и местоположения ВНК при наличии зоны проникновения являются БКЗ, БК, ВИКИЗ.

Метод потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС) является наиболее простым, но достаточно хорошим. Заключается в изучении естественного стационарного электрического поля и измерении его потенциала (градиента потенциала), при этом регистрация потенциалов может выполняться комплексно с другими измерениями.

Наиболее эффективно данный метод используется в комплексе с другими методами КС и БКЗ. По кривой ПС с легкостью выделяются глины от песчаников, алевролитов и алевритов. Аномалия ПС против нефтегазоносных чистых песчано-алевритовых пластов схожа с водоносными пластами.

Амплитуда ПС снижается против нефтегазоносных глинистых пластов относительно амплитуды ПС против такого же водоносного пласта, вследствие повышения сопротивления коллектора, а также изменения диффузионно-адсорбционной активности.

Величина $\alpha_{\text{ПС}}$ характеризует степень снижения амплитуды ПС, вследствие глинистости:

$$\alpha_{\text{ПС}} = U_{\text{ПС}} / U_{\text{ПС оп}}$$

где $U_{\text{ПС}}$ – амплитуда ПС против текущего пласта;

$U_{\text{ПС оп}}$ – амплитуда ПС против опорного пласта.

Стоит отметить, что за опорный пласт принимаются хорошо проницаемые неглинистые песчаники (чаще всего водоносные пласты).

На диаграмме породам с высокой диффузионно-адсорбционной активностью (глины и сильно глинистые отложения) присущи положительные аномалии $\Delta U_{\text{ПС}}$. Породы с низкой активностью (чистые и слабоглинистые песчаники) наоборот, отмечаются на кривых ПС глубокими отрицательными аномалиями $\Delta U_{\text{ПС}}$.

Метод бокового каротажного зондирования (БКЗ) определяет истинное удельное сопротивление пластов (ρ_p). БКЗ может быть проведено потенциал-зондом (ПЗ) и градиент-зондом (ГЗ). При помощи этого метода определяется ρ_p и параметры зоны проникновения промывочной жидкости ($D_{зп}/D_{скв}$, $R_{зп}/R_{скв}$).

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) позволяет более детально изучить разрез, сложенный пластами большой и малой мощности, выделить коллекторы и детально изучить их строение, за счет малой длины зондов МПЗ и МГЗ, и как следствие малой глубины исследования, вблизи стенки скважины. Наличие двух кривых, полученных по и МПЗ и МГЗ, позволяет учесть влияние глинистой корки на величину кажущегося сопротивления и выделять проницаемые интервалы и плотные пропластки, для определения и уточнения границ пластов-коллекторов по их положительному расхождению МПЗ больше МГЗ.

Боковой каротаж (БК) проводится с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления. Высокая расчленяющая способность бокового каротажа обеспечивается формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют растеканию тока от основного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие чего влияние скважины и вмещающих пород на результаты измерений сводятся к минимуму.

Хорошей расчленяющей способностью обладает метод индукционного каротажа (ИК), также хорошие результаты получают при исследовании пород низкого и среднего сопротивления данным методом при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Метод ИК позволит изучить удельную электропроводность горных пород посредством индукционных токов. По диаграммам ИК более точно 38

определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

При индукционном каротаже не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью, что является существенным отличием от других электрических методов каротажа.

Интерпретация диаграмм такой разновидности бокового каротажа как *микробоковой каротаж (МБК)* заключается в оценке удельного электрического сопротивления промытой части пласта. По характеру дифференцированности кривой УЭС в карбонатном разрезе различают плотные и трещиновато-кавернозные породы. БКЗ не эффективно при мощности пласта менее 4 м (экраный эффект), поэтому используем метод высокочастотных каротажных изопараметрических зондирований (ВИКИЗ), который предназначен для исследования пространственного распределения удельного сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ. С помощью метода ВИКИЗ можно выделить и оценить параметры радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скопления соленой пластовой воды («окаймляющие зоны»).

Глинистость горных пород достаточно точно определяется по методу гамма-каротажа ГК. Определение коэффициента глинистости по данным ГК, основано на близкой к прямой зависимости этого коэффициента, от естественной гамма-активности песчано-глинистых пород. Метод ГК основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, которая определяется присутствием в них радиоактивных изотопов урана ^{238}U , калия ^{40}K и тория ^{232}Th . Гамма-излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м); наличие обсадной колонны не является препятствием для проведения исследований.

На Пуглалымском месторождении высокой гамма-активностью обладают чистые глины, поэтому высокие значения радиоактивности наблюдаются у глин, а у песчаников – низкие. Более четко данный метод выделяет угли, так как в них практически не присутствуют радиоактивные элементы, поэтому для них характерны аномально низкие значения ГК

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими гамма-лучей.

Сущность метода нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ) заключается в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на определенном заданном расстоянии (длина зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превращаются в тепловые. Плотность тепловых нейтронов определяется числом нейтронов, замедлившихся до тепловой энергии, числом нейтронов, поглотившихся в исследуемой среде, а также длиной зонда. Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов в данном методе зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, то есть от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов.

При помощи данных нейтронного каротажа выделяются пластичные глины - покрышки, определяется структура глинистых пластов, выделяются плотные прослои и зоны углефикации и битуминизации. В совокупности с другими методами НКТ также информативен при разделении водонефтенасыщенных пластов, но только при высокой минерализации пластовых вод.

Для уточнения коэффициента пористости будем использовать метод акустического каротажа, с помощью которого определим интервальное время пробега (скорость) упругих колебаний в пересеченных скважиной породах, выделить поглощающие свойства горных пород (АК по затуханию).

На каротажных диаграммах АК самыми низкими значениями интервального времени характеризуются плотные породы, песчаники отмечаются более низкими показателями, а угли отмечаются высокими значениями.

Кавернометрия – еще один метод для расчленения разреза, заключается в измерении среднего диаметра скважины. Кавернограмма в сочетании с другими видами каротажа указывает на наличие проницаемых и непроницаемых пород. Увеличение диаметра соответствует глинам и глинистым породам; сужение обычно происходит против песков и проницаемых песчаников. Против известняков и других крепких пород замеряемый диаметр соответствует номинальному, т. е. диаметру долота. Кавернограммы используются при корреляции пластов и в сочетании с другими методами хорошо дифференцируют разрез, так как хорошо отражают глинистости и проницаемости разреза.

Резистивиметрия позволяет получить сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости, заполняющей скважину. Данные сведения необходимы для определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС и количественной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ, микрозондирования.

Инклинометрия позволит определить искривление ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов для достоверного установления глубины залегания пластов и построения геологического разреза, а также введения корректировочных поправок на определение мощности пластов, контроля смещения оси скважины от заданного направления. Зенитный 41 угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Таким образом, исходя из опыта ранее проведенных работ и опираясь на анализ результатов ранее проведенных геофизических работ, мы выбираем следующий комплекс методов: электрокаротаж (МКЗ, БКЗ, ПС, БК, ИК), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), ВИКИЗ, а также кавернометрия.

5. Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

Выбор методики и аппаратуры основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ.

Для реализации выбранного нами комплекса работ планируется использовать аппаратуру заводского серийного производства. Весь комплекс работ планируется выполнять с помощью компьютеризированной станции лаборатории «КЕДР-02», оснащенной необходимым серийным скважинным оборудованием (более 160 наименований скважинных зондов, включая акустические приборы и инклинометры).

Лаборатория «КЕДР-02» работает с сельсином (без использования сельсин-приемника) или датчиками глубины импульсного типа (Кедр ДГИ-1, ЛОТ 8М и др.), датчиком меток глубины (типа ДМГ-1), с коррекцией по магнитным меткам и ролику.

Отличительной особенностью геофизических лабораторий семейства «КЕДР-02» является распределенная архитектура вычислительных средств. В отличие от других лабораторий, различные задачи выполняются не одним компьютером, а распределены по нескольким специализированным процессорам. Другой важной особенностью является программное декодирование телеметрии всех без исключения приборов. Все это позволяет подключать новые приборы, не меняя аппаратуру лаборатории.

Аппаратура лаборатории выпускается в блочном исполнении. Каждый из блоков представляет собой функционально законченное устройство. Наличие сменных блоков позволяет быстро восстановить работоспособность лаборатории в случае отказа, что делает эту модель наиболее предпочтительной для работы в отдаленных районах.

Лаборатория «Кедр-02» состоит из следующих основных блоков:

- геофизического, обеспечивающего цифровую регистрацию каротажных диаграмм от скважинных приборов в реальном масштабе глубин

с контролем и коррекцией по магнитным меткам, регистрацией скорости движения зонда и натяжения кабеля;

- универсального источника питания, обеспечивающего электрооборудование станции и скважинных приборов требуемыми стандартами стабилизированного постоянного, переменного или смешанного напряжения и тока;

- коммутационного, осуществляющего необходимые переключения и связи между жилами кабеля, источниками электропитания и входами геофизического блока с функциями управления отдельными видами скважинных приборов;

- плоттера для визуализации твердых копий;

- источника бесперебойного электропитания для аварийных случаев.

Для проведения спускоподъемных операций со скважинными приборами при проектируемых работах будет использоваться типовая геофизический подъёмник с электроприводом ПКС–3,5Э на базе автомобиля повышенной проходимости (Урал 4320, КАМАЗ-43118).



Рисунок 5.1.1 - а) геофизическая лаборатория «КЕДР-02». б) геофизический подъёмник с электроприводом ПКС–3,5Э на базе автомобиля повышенной проходимости

Доставка приборов к интервалам исследований и каротаж будут производиться на грузонесущем 3-х жильном геофизическом кабеле КГ 3х1,5-70-150. Данный тип кабеля полностью соответствует глубинам исследований и условиям проведения проектных геофизических работ.

Электрический каротаж будет проводиться аппаратурой К1А723М. Прибор является комплексным и позволяет за один рабочий цикл выполнить измерения стандартными электрическими методами каротажа в составе методов кажущегося сопротивления (КС и БКЗ), бокового (БК), индукционного (ИК), метода ПС и резистивиметрии. Стандартный каротаж будет выполняться в масштабе записи кривых ПС – 25.0 мВ/см (зондом N11.0M0.5A) и КС (зонд А2,0M0.5N) – 5.0 Ом/см. Скорость записи – 1350 м/час.



Рисунок 5.1.2 - Внешний вид прибора К1А723М

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) будет выполняться 6 зондами с размерами зондов: А0.4M0.1N, А2,0M0.5N, А4,0M0.5N, А8,0M1,0N, N0.5M2,0N, А1,0M0,1N. Исследования методом БКЗ будут проводиться в интервалах детализации при масштабе записи – 5 Ом/см и скорости – 1350 м/час. Регистрация кривых КС будет осуществляться в логарифмическом масштабе.

Для контроля качества измерений выполняется сравнение стандартных сигналов, полученных после выполнения измерений с калибровочными,

причем расхождение между ними не превышает допустимую относительную погрешность. Основные и контрольные измерения не должны отличаться более чем на 20 %. Для опорных пластов это условие более жесткое, отличие не должно превышать 10 %.

Боковой каротаж. Аппаратура К1А-723М позволяет провести комплексные измерения методами бокового каротажа и бокового каротажного зондирования за счет использования единой изоляционной схемы в трехжильном кабеле. БК в составе К1А-723М будет выполняться трехэлектродным зондом при скорости записи 1350 м/час. (5)

При измерениях методом БК обеспечивается диапазон значений в пределах 0,2–10000 Ом при погрешности измерений не более 5 % и относительно малая погрешность, обусловленная температурными изменениями.

Контроль качества первичных измерений методом бокового каротажа полностью идентичен БКЗ.

Индукционный каротаж. Метод индукционного каротажа позволяет выполнить измерение кажущейся удельной электропроводности пород с целью последующего определения удельного электрического сопротивления коллекторов на различных участках зоны проникновения, включая и не затронутую часть пласта. Условия применения метода на Пуглалымском месторождении отвечают типовым требованиям, так как сопротивление горных пород геологического разреза существенно меньше 500 Ом.

Индукционный каротаж будет осуществляться прибором ИК с длиной зонда 1 м в составе К1А-723М, в интервале проведения детализационных работ продуктивного фрагмента геологического разреза при масштабе записи диаграммы 50 мСим/см и скорости 1350 м/час при контрольном интервале до 50 м.

Резистивиметрия – каротаж, с помощью которого измеряется удельное электрическое сопротивление бурового раствора (промывочной жидкости).

Резистивиметрия будет осуществляться в составе К1А-723М. Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации – 1350 м/час.

Радиоактивный каротаж. Для регистрации записей нейтронного ННКТ и интегрального гамма-каротажа ГК в открытом стволе будут применяться скважинные приборы РКС-3М, РК5-76.

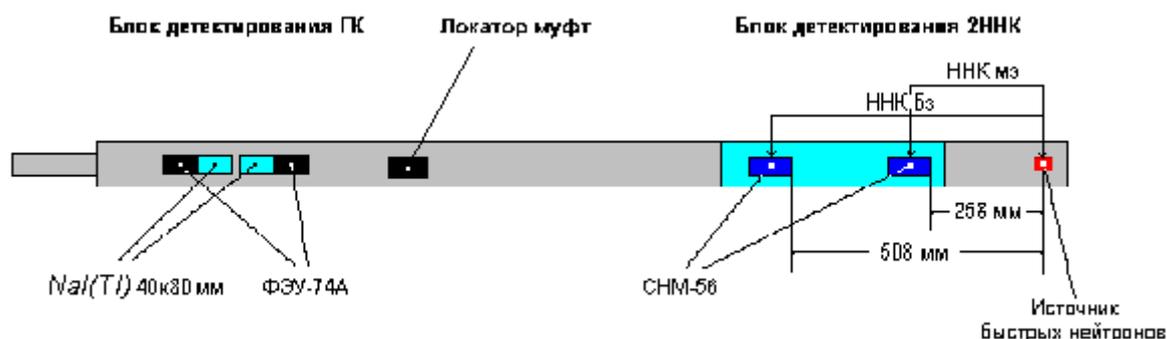


Рисунок 5.1.3 - Схема зондовых установок прибора РКС-3М

Аппаратура регистрирует одновременно кривую ГК и кривые 2ННКТ большого и малого зондов. РК 5- 76 и РКС-3М предназначены для измерения мощности экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения (ГК) и водонасыщенной пористости пород (компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам 2ННКТ) с привязкой показаний к элементам технологического оборудования по локатору муфт (ЛМ). Это оборудование позволяет выполнить качественные измерения радиоактивных показателей в проектной скважине в необходимом диапазоне нейтронной пористости (от 1 до 40 %) и естественной радиоактивности от 1 до 251 мкР/час.

Инклинометрия будет проводиться инклинометром непрерывного действия ИОН-1. ИОН-1 решает следующие задачи: постоянное, непрерывное измерение направления ствола скважины (азимут и зенитный угол), а также угла поворота инклинометра в функции глубины с выводом результатов на экран и сохранения их в LAS – формате.



Рисунок 5.1.4 - Инклинометр непрерывного действия ИОН-1

Высокочастотное индукционное изопараметрическое каротажное зондирование (ВИКИЗ) относится к классу индукционных методов каротажа и позволяет выполнить одновременную регистрацию удельного электропроводности пород пятью зондами разной глубинности исследования. Требования к скважинному прибору ВИКИЗ определяются СТ ЕАГО-027-02 «Аппаратура высокочастотного индукционного каротажа изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний». М.: ЕАГО. 1997. Прибор надежно работает в относительно низкоомных разрезах горных пород, до 200 Ом с относительной погрешностью не более 5 % в широком диапазоне температур. Скорость каротажа 1800 м/ч.

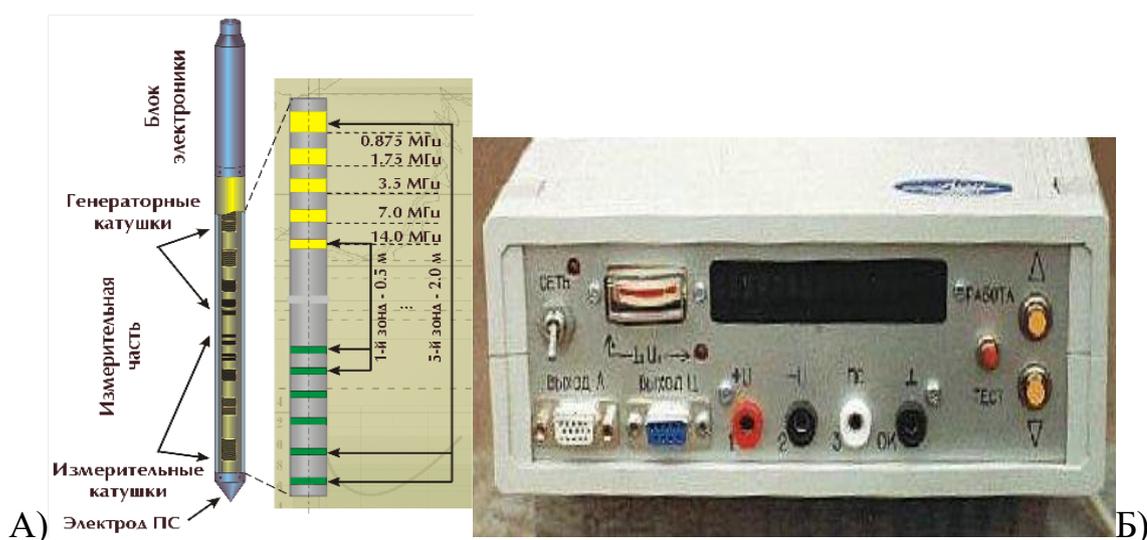


Рисунок 5.1.5 - а) Схема зондовой части скважинного прибора, б) Наземный прибор аппаратуры ВИКИЗ.

5.2 Интерпретация геофизических данных

Полученный на скважине материал сдается в КИП (группа приемки) файлы записей переводятся из формата GEO в формат LAS предназначенный для обработки материала. Предварительная обработка (оценка качества результатов определения значений геофизических параметров) проводится средствами программы DO или ОКА.

Интерпретация данных ГИС предусматривает решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования.

Для обработки данных ГИС горизонта Ю₁¹⁻² Пуглалымского месторождения, будут использоваться следующие петрофизические зависимости:

Параметры	Ю ₁ ¹⁻²
Критические значения водонасыщенности по данным капилляриметрии. Кв ^{CB} - остаточная водонасыщенность, д.е. Кв* - коэффициент водонасыщенности, при котором начинается обводнение, д.е. Кв** - коэффициент водонасыщенности, при котором значение функции обводнённости (fv) достигает 98%, д.е.	$K_v^{CB}=2.0064 \times \text{Exp}[K_{п} \times (-15.5513)]$ $K_v^*=2.0616 \times \text{Exp}[K_{п} \times (-11.4708)]$ $K_v^{**}=0.9658 \times \text{Exp}[K_{п} \times (-2.9359)]$
Выделение нефтяного пласта	$K_v < K_v^*$
Выделение нефтеводяного пласта	$K_v^* \leq K_v < K_v^{**}$
Выделение водяного пласта	$K_v \geq K_v^{**}$
Пористость: - по акустическому каротажу, д.е. - по водородосодержанию, д.е. - по Альфа-ПС, д.е. - по ГГКп, д.е.	$K_{пDT} = ((3.5495 \times (\delta_T - 175) \times \alpha_{ПС}^{0.5} + 3.4608)^{0.5}) / 100$ $K_{пW} = W - (K_{ГЛ} \times 0.3)$ $K_{пПС} = 0.214 \times \alpha_{ПС} + 0.025$ $K_{пГГК} = (\text{ГГКп} - 2.658) / (-1.730),$
Нефтенасыщенность, д.е.	$K_H = 1 - K_v$
Параметр пористости	$R_{п} = 1.382 / K_{п}^{1.430}$
Коэффициент водонасыщенности, д.е.	$K_v = 1.0279 / R_H^{0.5747}; R_H = 1.049 / K_v^{1.740}$
Коэффициент проницаемости, мД	$K_{пр} = 0.004 \times \text{Exp}(48.540 \times K_{п})$

При литологическом расчленении разреза, корреляции продуктивных пластов использовались данные стандартного комплекса ГИС.

В качестве региональных реперов в разрезе скважин надежно выделяются несколько глинистых пачек. Основной предпосылкой для выделения пород-коллекторов по геофизическим материалам является их отличие от вмещающих пород не коллекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые – качественные и косвенные – количественные. Качественные признаки коллектора обусловлены наличием проникновения в коллектор фильтрата промывочной жидкости, который приводит к образованию глинистой корки на границе скважина – коллектор и зоны проникновения фильтрата в коллекторе. Для выделения коллекторов Пуглалымского месторождения необходимо использовать качественные и количественные геофизические признаки.

Эти признаки устанавливаются по данным:

– кавернометрии – уменьшение диаметра скважины на кривых ДС и микрокавернометрии за счет образования глинистой корки на границе скважина-пласт;

– микрозондирования – превышение показаний микропотенциалзонда над показаниями микроградиент-зонда при их небольших значениях;

– БКЗ (ВИКИЗ) – наличие радиального градиента сопротивлений.

Прямым признакам сопутствуют косвенные качественные признаки, характеризующие породы, которые могут принадлежать к коллекторам. К таким признакам в этом разрезе относятся отрицательные аномалии ПС.

В выделенных по качественным признакам интервалах по кривым БК, НКТ, МКЗ выделялись уплотненные прослои, которые исключались из общей эффективной толщины. Эффективность использования указанных критериев для геолого-технологических условий Западной Сибири общеизвестна и подтверждена результатами испытаний. Интервалы пластов-

коллекторов, выделенные по указанным выше признакам с привлечением данных ПС и керна, подтверждаются результатами прямых методов ГИС (ГДК, ОПК) и испытаний. Поскольку выделение коллекторов осуществлялось по прямым качественным признакам, количественные критерии разделения пластов на коллекторы и не коллекторы практически не использовались.

Поэтому граничных значений геофизических характеристик не устанавливалось.

В качестве количественных критериев при определении граничных значений используют следующие методы:

- 1) Определение граничных значений относительной амплитуды ПС.
- 2) Определение граничных значений коэффициентов открытой пористости и проницаемости.
- 3) Определение глинистости коллекторов.
- 4) Определения коэффициента нефтенасыщенности.
- 5) Определение характера насыщения пластов-коллекторов.

6. Сравнительный анализ характера насыщения, полученного по газовому каротажу и ГИС

Геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения - этот тип исследований, в отличие от традиционных методов геофизических исследований скважин (ГИС), проводится непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя буровой бригады и бурового оборудования. При этом выполняется комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящихся скважин перспективных на нефть и газ коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессного опробования и изучения методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважины и оптимизацию режима бурения с целью достижения оптимальных технико-экономических показателей процесса бурения.

6.1. Сравнительный анализ насыщенности по ГИС и Гк

Для сравнительного анализа характера насыщения возьмем данные газового каротажа и ГИС по скважине № 308 Пуглалымского месторождения.

Основной проблемой является привязка газового каротажа к разрезу по глубине. Так, интервалы насыщения по ГИС отличаются от данных по Гк.

В процессе записи данных газового каротажа, не всегда удается сделать привязку времени выхода газа с промывочной жидкостью на устье по глубине, в связи с этим верно определить глубину продуктивного интервала.

Характер насыщения определенный по методам ГИС, также не соответствует показаниям характера насыщения, определенного по газовому каротажу.

Существует несколько методик определения характера насыщения, среди которых наиболее распространёнными являются методика определения обобщённых показателей углеводородного состава (ОПУС) и методика газовых флюидных коэффициентов (ГФК).

При использовании методики ОПУС, для определения характера насыщения пластов используют данные хроматографии. В методе газовой хроматографии обычно определяют содержания углеводородов от метана (СН₄) до пентана (С₅Н₁₂) или гексана (С₆Н₁₄). Согласно более распространённой номенклатуре, от С₁ до С₅ или С₆ (по количеству атомов углерода в составе). Также могут регистрировать изобутан (iС₄) и изопентан (iС₅).

Таблица 6.1 – Значения ОПУС для различного типа флюида

№ п/п	Обобщенный показатель углеводородного состава	Значения для различного типа флюида				
		Газ	Воды, контактирующие с залежью	Газоконденсатные и газонефтяные залежи	Нефть	Окисленная (остаточная нефть)
1	ОПУС ₃	7-300	2-25	2-10	0,5-5	<0,25
2	ОПУС ₄	2-30	0,9-6	0,7-2	0,08-0,95	<0,05
3	ОПУСК ¹ ₃	0,1-180	100-200	160-760	500-9000	>9000
4	ОПУС ¹ ₅	0,0002-100	1-25	100-1100	700-250000	>250000

Приведем пример расчетов методики ОПУС для газового каротажа скважины № 308.

Исходные данные:

Компонент	С ₁	С ₂	С ₃	С ₄	С ₅	iС ₄	iС ₅
% Абс. знач.	5,719	0,069	0,012	0,01	0,007	0	0
% Отн. знач.	98,315	1,186	0,206	0,172	0,12	0	0

$$\text{ОПУС}_3 = \text{С}_1 * \text{С}_2 / (\text{С}_2 + \text{С}_3)^2 = 60,18$$

$$\text{ОПУС}_4 = \text{С}_1 * \text{С}_2 * \text{С}_3 / (\text{С}_2 * \text{С}_3 * \text{С}_4)^3 = 6,28$$

$$\text{ОПУС}^1_3 = C_1 * C_2 * C_3 / 3 = 8,01$$

$$\text{ОПУС}^1_5 = C_1 * C_2 * C_3 * C_4 * C_5 / 5 = 0,09$$

Полученные результаты расчетов соответствуют характеру насыщения – газ, исходя из данных таблицы 6.1. По результатам интерпретации данных ГИС данные характера насыщения соответствует нефти. Такое различие в показаниях может быть связано с неточными данными показания хроматографии.

Показания газового каротажа становятся не корректными, так как на информативность газового каротажа может повлиять введение углеводородных или маслянистых добавок в буровой раствор. Также определение углеводородного состава искажается из-за того, что углеводороды C_4-C_6 могут долго оставаться в промывочной жидкости.

Методы ГИС имеют достаточно высокую точность привязки к разрезу и детальность исследований, также у методов ГИС хорошая сходимость с данными испытаний пластов. Одним из недостатков методов ГИС является то, что, методами ГИС затруднено определение характера насыщения в карбонатных разрезах.

Сравнительный анализ методов ГИС и Гк, показывает, что наиболее надежными методами для определения характера насыщения являются ГИС. Но данные по газовому каротажу могут дополнить интерпретацию данных ГИС и предать уверенность в её правильности.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

Целью данного раздела является - расчет финансовой стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины № 353 Пулгалымского месторождения.

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав ООО «ВТК», г. Томск.

7.1. Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, расстоянием от базы до места исследований.

Комплекс работ ГИС формируется исходя из поставленных геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка ФЕС пластов-коллекторов) и выполняется геофизической партией. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объёмы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

В таблице 7.1 представлен комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения, необходимый для обслуживания одной скважины.

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

Таблица 7.1 - Оборудование и аппаратура и программное обеспечение

№	Виды работ	Оборудование	Кол-во, ед.
1	Геофизические исследования в скважине	Подъемник с электроприводом ПКС–3,5Э на базе автомобиля КАМАЗ-43118	1
		Каротажная станция «КЕДР-02», ПК	1
		Скважинный прибор К1А-723М	1
		Скважинные приборы РКС-3М, РК5-76.	1
		Инклинометром непрерывного действия ИОН-1	1
		Скважинный прибор ВИКИЗ	1
Обработка данных ГИС			
2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение Кедр-02	1

Таблица 7.2 -Виды и объемы проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
1	ГК, кавернометрия	1:500	0	2650
2	ПС, БК, БКЗ, МКЗ, ВИКИЗ, ИК, МБК, НГК, НКТ, АК, ГК, резистивиметрия, кавернометрия	1:200	1000	2650
3	Контрольно-интерпретационные работы		0	2650

7.2 Расчет затрат времени и труда

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.

В проектируемых работах, помимо проведения комплекса ГИС, учитываются затраты на преодоление расстояния 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.

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ, рассчитывается трудоемкость работ. Исходя из договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам составляется смета.

В таблице 7.3 проводим расчёт затрат времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине.

Расчеты затрат времени, труда, материалов и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

Таблица 7.3 - Расчет затрат времени

Вид работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм	Кол-во			
Кавернометрия	м	2650	3,7	мин/100м	98,05
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
ПС	м	1650	3	мин/100м	49,5
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
БК	м	1650	3,3	мин/100м	54,45
Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
БКЗ	м	1650	3	мин/100м	49,5

Продолжение таблицы 7.3

Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
МКЗ	м	1650	3,3	мин/100м	54,45
Вспомогательные работы при МКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
ВИКИЗ	м	1650	3	мин/100м	49,5
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	39	мин/опер	39
ИК	м	1650	4,1	мин/100м	67,65
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
МБК	м	1650	50	мин/100м	825
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
ГК+ НГК, НКТ	м	1650	10,2	мин/100м	168,3
Вспомогательные работы при ГК+ НГК, НКТ	опер	1	39	мин/опер	39
АК	м	1650	10,8	мин/100м	178,2
Вспомогательные работы при АК	опер	1	54	мин/опер	54
Резистивиметрия	м	1650	3	мин/100м	49,5
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
ПЗР	опер	1	120	мин/опер	120
Проезд	км	40	1,9	мин/км	76
Итого	На запись диаграммы:			1644,1	
	Всего:			2342,6	

Геофизические работы на скважине занимают 1644,1 минуты или 27,4 часа.

Расчет затрат труда

Расчет затрат труда также считаем для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчеты затрат труда приведен в таблице 7.4).

Таблица 7.4 - Расчет затрат труда

Вид работ	Объем		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР		
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени и по ПОСН 81-2-49	Ед. изм	Итого времени и на объем, челчас	Норма времени по ПОС Н 812-49	Ед. изм	Итого времени на объем, челчас
Кавернометрия	м	2650	0,22	челчас/ 100 м	5,83	0,15	челчас/ 100 м	3,97
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2,94	челчас/ опер	2,94	1,96	челчас/ опер	1,96
ПС	м	1650	0,18	челчас/ 100 м	2,97	0,12	челчас/ 100 м	1,98
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	челчас/ опер	2,34	1,56	челчас/ опер	1,56
БК	м	1650	0,18	челчас/ 100 м	2,97	0,12	челчас/ 100 м	1,98
Вспомогательные работы при БК	опер	1	2,34	челчас/ опер	2,34	1,56	челчас/ опер	1,56
БКЗ	м	1650	0,18	челчас/ 100 м	2,97	0,12	челчас/ 100 м	1,98
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	2,34	челчас/ опер	2,34	1,56	челчас/ опер	2,34
МКЗ	м	1650	0,49	челчас/ 100 м	8,08	0,32	челчас/ 100 м	5,28
Вспомогательные работы при МКЗ	опер	1	2,34	челчас/ опер	2,34	1,56	челчас/ опер	1,56
ВИКИЗ	м	1650	3,54	челчас/ 100 м	58,41	2,36	челчас/ 100 м	38,94
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	опер	1	3,48	челчас/ опер	3,48	2,32	челчас/ опер	2,32
ИК	м	1650	0,18	челчас/ 100 м	2,97	0,12	челчас/ 100 м	1,98

Продолжение таблицы 7.4

Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2,34	челчас/ опер	2,34	1,56	челчас/ опер	1,56
МБК	м	1650	3	челчас/ 100 м	49,5	2	челчас/ 100 м	33
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	3,24	челчас/ опер	3,24	2,16	челчас/ опер	2,16
ГК+ НГК, НКТ	м	1650	1,8	челчас/ 100 м	29,7	1,2	челчас/ 100 м	19,8
Вспомогательные работы при ГК+ НГК, НКТ	опер	1	5,25	челчас/ опер	5,25	3,5	челчас/ опер	3,5
АК	м	1650	0,65	челчас/ 100 м	10,72	0,43	челчас/ 100 м	7,09
Вспомогательные работы при АК	опер	1	3,24	челчас/ опер	3,24	2,16	челчас/ опер	2,16
Резистивиметрия	м	1650	0,18	челчас/ 100 м	2,97	0,12	челчас/ 100 м	1,98
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2,34	челчас/ опер	2,34	1,56	челчас/ опер	1,56
ПЗР	опер	1	6,72	челчас/ опер	6,72	4,48	челчас/ опер	4,48
Проезд	Партия	40	3,6	челчас/ пар т-ч	144	2,4	челчас/ партия	96
На запись диаграмм: чел-час.					177,09			117,98
Всего: чел-час.					360			240,7

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 295,07 чел-час.

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 600,7 чел-час.

7.3. Расчет производительности труда, количества партий

Линейный календарный план проведения работ на объекте

Наименование операции	Время, ч	Продолжительность работ, ч															
		1	2	4	8	10	12	16	18	20	22	24	26	28	30	32	
ПЗР	2																
Проезд	1,16																
Регистрация	27,4																

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

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T}, \quad (7.1)$$

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:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{с}} \times C, \quad (7.2)$$

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 600 часов. Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{\text{мес}} = 240$ ч, $T = 600/8 = 75$ дней = 2,5 месяца, а $N=1$.

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

7.4 Расчет сметной стоимости проекта

Таблица 7.5 - Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии

№	Вид работ	Объем		Стоимост ь каротажа	Ед. изм	Стоимос ть объема работ, руб.	Повыш. коэфф.		Итого, руб.
		Ед. изм	Кол- во				Коэф. Удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Кавернометрия	м	2650	22,6	Руб./ 100м	598,9	3,4	1,3	2647,1
2	Вспомогательны е работы при кавернометрии	опер	1	240,87	Руб./ опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
3	ПС	м	1650	22,6	Руб./ 100м	372,9	3,4	1,3	1648,2
4	Вспомогательны е работы при ПС	опер	1	240,87	Руб./ опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
5	БК	м	1650	24,83	Руб./ 100м	409,69	3,4	1,3	1810,5
6	Вспомогательны е работы при БК	опер	1	240,87	Руб./о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
7	БКЗ	м	1650	22,6	Руб./ 100м	372,9	3,4	1,3	1648,2
8	Вспомогательны е работы при БКЗ	опер	1	240,87	Руб./о пер	240,87	3,4	1,3	1064,6
9	МКЗ	м	1650	22,6	Руб./ 100м	372,9	3,4	1,3	1648,2
10	Вспомогательны е работы при МКЗ	опер	1	240,87	Руб./ опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
11	ВИКИЗ	м	1650	22,6	Руб./ 100м	372,9	3,4	1,3	1648,2
12	Вспомогательны е работы при ВИКИЗ	опер	1	240,87	Руб./ опер	240,87	3,4	1,3	1064,6
13	ИК	м	1650	27,53	Руб./ 100м	454,24	3,4	1,3	2007,7
14	Вспомогательны е работы при ИК	опер	1	295,4	Руб./ опер	295,4	3,4	1,3	1305,6
15	МБК	м	1650	53,77	Руб./ 100м	887,2	3,4	1,3	3921,4

Продолжение таблицы 7.5

16	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	213,62	Руб./опер	213,62	3,4	1,3	944,2	
17	ГК+ НГК, НКТ	м	1650	170,97	Руб./100м	2821	3,4	1,3	12468,8	
18	Вспомогательные работы при ГК+ НГК, НКТ	опер	1	351,46	Руб./опер	351,46	3,4	1,3	1553,4	
19	АК	м	1650	72,14	Руб./100м	1190,3	3,4	1,3	5261,1	
20	Вспомогательные работы при АК	опер	1	293,9	Руб./опер	293,9	3,4	1,3	1299	
21	Резистивиметрия	м	1650	22,6	Руб./100м	372,9	3,4	1,3	1648,2	
22	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	Руб./опер	240,87	3,4	1,3	1064,6	
23	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	Руб./опер	573,35	2,9 4	1,15	1938,5	
24	Проезд	км	40	15,49	р/км	619,6	1,5 1	1,15	1072,9	
25	Тех дежурство	Парт-ч	6	257,7	р/парт-ч	1546,2	2,2 8	1,15	4054,1	
26	Итого:							55977,5		

Итого стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией, на одну скважину – 55977,5 руб.

При использовании каротажных автомашин КАМАЗ-43118 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 10000 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе.

Стоимость полевых работ, выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно-интерпретационных работ) составляет 65977,5 руб.

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

Таблица 7.6 - Общий расчет сметной стоимости проектируемых затрат на проведение ГИС

№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, руб.
1	Стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину	65977,5
2	Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% от стоимости комплекса каротажных работ. ,Камеральные работы составляют	32988,75
3	Итого (стоимость комплекса геофизических работ + контрольно-интерпретационные работы)	98966,25
4	НДС (20%)	19793,25
5	Итого коммерческая стоимость проекта	118759,5

8. Социальная ответственность

Введение

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

Объектом исследования: является разведочная скважина, находящаяся на кустовой площадке Пуглалымского месторождения нефти (Томская область), для которой разрабатывается комплекс промыслово-геофизических методов исследования.

Рабочая зона: Полевые условия. Климат резко континентальный. Продолжительность зимнего периода 152-157 дней. Среднегодовая температура воздуха минус 2°С, средняя температура зимой -25°С, в декабре-феврале она может снижаться до -45 -55°С.

На месторождении нет постоянной дорожной сети. Перемещение грузов и персонала возможно только в зимнее время по зимникам гусеничным или автомобильным транспортом (продолжительность использования зимников составляет 5 - 6 месяцев), а также по рекам Васюган, Обь, Томь. В течение всего года для выполнения работ могут быть использованы вертолеты.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Геофизическая лаборатория размером 8м², подъемник каротажный станции, геофизический кабель, каротажный регистратор КЕДР, связка скважинных приборов, ПК для регистрации и обработки данных.

8.1 Производственная безопасность. Вредные факторы.

8.1.1 Нарушение 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 работы	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 27м², объем составляет 140м³. 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 Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ

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 и. 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:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов, например любой пористый материал – шамотный кирпич, микропористая резина, поролон и др.);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

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

8.1.3 Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ

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:

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. заземление экрана вокруг источника;
5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ:

1. 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.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

8.1.4 Недостаточная освещенность. Проведен расчет освещения рабочего места

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.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{рас}} = E_{\text{н}} * S * K_{\text{з}} * Z / N * \eta \quad (8.1.1)$$

Где: $E_{\text{н}}$ – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк; S – площадь освещаемого помещения, м²; $K_{\text{з}}$ – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли (табл. 4.9); Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

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:

$$i = S / h(A + B) \quad (8.1.2)$$

Проведем расчет индекса помещения:

Площадь помещения:

$$S = A * B = 12 * 10 = 120 \text{ м}^2$$

Индекс:

$$i = \frac{S}{h * (A + B)} = \frac{120}{2.35 * (12 + 10)} = 2.32$$

Согласно этим данным, коэффициент использования светового потока будет равен 56 % или в долях = 0,56.

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

Согласно указанной методике, выбираем тип источника света.

Наиболее подходящим вариантом является 40 ваттная лампа ЛБ, у которой $\Phi=2800$ лм. Для выбранного типа лампы подходит светильник ОД-2-40 с размерами: длина = 1230 мм, ширина = 266 мм.

Из уравнения 8.1.1 находим количество ламп для помещения

$$N = E_H * S * K_3 * Z / \Phi * \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 2800 * 0,56 = 21,875;$$

Принимаем $N=24$ лампы или 12 светильников.

Размещаем светильники в 3 ряда по 4 светильника в ряду с соблюдением условий: L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются L_A и L_B),

L – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) 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 $L/3$.

Сначала определим световой поток расчетный.

$$\Phi = E_H * S * K_3 * Z / \eta = 200 * 120 * 1,3 * 1,1 / 24 * 0,56 = 2554 \text{ лм};$$

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

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

Подставляя численные значения получаем:

$$- 10\% \leq (2800 - 2554) / 2554 * 100\% \leq + 20\%$$

$$- 10\% \leq +9,6\% \leq + 20\%$$

Результат расчета укладывается в допустимые пределы.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N * P_i = 24 * 40 \text{ Вт} = 960 \text{ Вт}.$$

Теперь определим расстояния между светильниками по длине и ширине помещения.

$$12000 = 3 * L_A + 4 * 1230 + 2/3 * L_A; L_A = (12000 - 4920) * 3/11 = 1930 \text{ мм};$$

$$L_A/3 = 644 \text{ мм};$$

$$10000 = 2 * L_B + 3 * 266 + 2/3 * L_B; L_B = (10000 - 798) * 3/8 = 3450 \text{ мм};$$

$$L_B/3 = 1150 \text{ мм}.$$

Рисуем схему размещения светильников на потолке для обеспечения общего равномерного освещения.

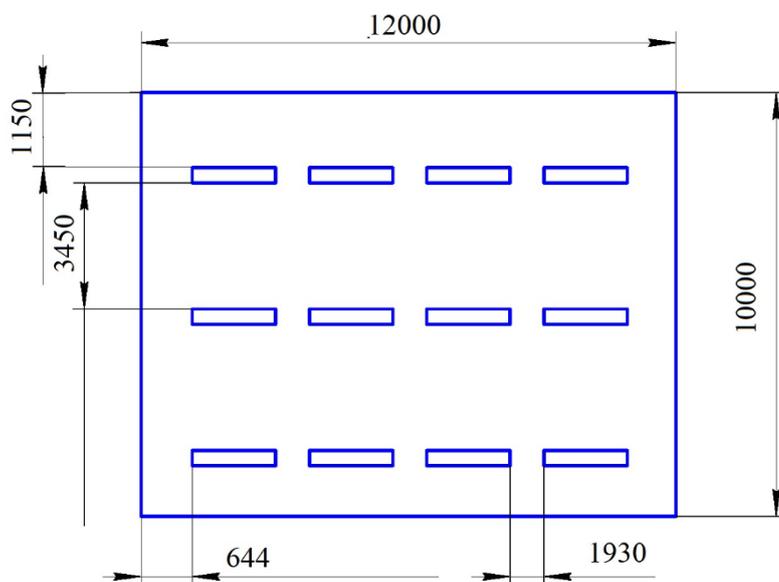


Рис. 8.1.1 План размещения светильников на потолке.

Проведем проверку выполнения условия соответствия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} * 100\% \leq +20\%$$

Подставляя численные значения получаем:

$$-10\% \leq (2800 - 2554)/2554 * 100\% \leq +20$$

$$-10\% \leq 9,6\% \leq +20\%$$

Результат расчета укладывается в поле допуска.

Определим мощность осветительной установки:

$$P = N_l * P_l = 40 * 80 = 3200 \text{ Вт}$$

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 Предельная доза – величина годовой эффективной дозы техногенного облучения, которая не должна превышать в условиях нормальной работы

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 мЗв

8.2 Опасные факторы

8.2.1 Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, $R_{\text{заземления}}$, СКЗ, СИЗ.

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 сприкосновения 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:

1. — защитное заземление, зануление;
2. — малое напряжение;
3. — электрическое разделение сетей;
4. — защитное отключение;
5. — изоляция токоведущих частей;
6. — оградительные устройства.

7. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.

Средства индивидуальной защиты:

1. 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.



Рис. 8.1.2 - План эвакуации

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;

- копир-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.

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

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

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

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

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

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

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

Список использованных источников

1. Геологический отчет "Оперативный подсчет геологических запасов нефти Пуглалымского месторождения". Томск: Томский филиал ФБУ "ТФГИ по СФО", 2016.
2. Слобожан А.А. и Росляков Е.В. Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа, ТЭО КИН по Пуглалымскому месторождению, ЗАО «ИНКОНКО». Москва, 2009 г. ТФ ФБУ ТФГИ по СФО, № 5772
3. Протокол ГКЗ № 2046-дсп от 28.10.09 г. по рассмотрению материалов подсчета запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Пуглалымского месторождения по состоянию на 01.01.2009 г. (К отчету Слобожан А.А., инв.№ 496700). Росгеолфонд, Центральное фондохранилище, № 496699. Приложение 5
4. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике. Москва: Инфра-инженерия, 2009.
5. В.К. Хмелевский, В.И. Костицын. Основы геофизических методов: учебник для вузов (Электронный курс). Пермь: Пермский университет, 2010.
6. В.П. Меркулов, А.А. Посысов. Оценка пластовых свойств и оперативный анализ каротажных диаграмм. Томск: б.н., 2006.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва: б.н., 2002.
8. Ю.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1986.
9. Геология и геофизика [Электронный ресурс].
10. Официальный сайт ООО «НПО ГЕОПРОМ». Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М [Электронный ресурс].

11. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. М.: Недра, 1984.
12. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. М.: Гостоптехиздат, 1962.
13. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. М.: Недра, 1969.
14. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М.: Недра, 1981.
15. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
16. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. М.: Недра, 1985.
17. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. М., 2001.
18. Чаадаев Е.В. и др. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплектом палеток). Калинин, 1990.
19. Грицюк Б.П. Методические указания по выделению коллекторов и по количественной интерпретации материалов геофизических исследований в глубоких поисково-разведочных скважинах на нефть и газ Томской области (юрские отложения), Фонды ПГО «Томскнефтегазгеология». Томск, 1989.
20. Оперативный подсчет запасов УВ Северо-Ледового месторождения. Томск, 2009.
21. Федоров Б.А., Шапоренко С.Н., Шарнева Т.С., и др. Пересчет запасов углеводородов и ТЭО КИН Северного месторождения, ОАО «ТомскНИПИнефть». Томск, 2012 г. ТФГИ ЦФО, № 509094
22. Федоров Б.А., Лапкина А.Р., Черных С.В., и др. Подсчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Карайского месторождения, ОАО «ТомскНИПИнефть». Томск, 2010 г. ЦФО, № 496974.

23. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ-08-624-03. Москва, 2013г.– 160с.

24. Номоконова, Г. Г. Физика Земли: учебное пособие / Г. Г. Номоконова; Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. –URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext3/m/2008/m81.pdf> – Режим доступа: из сети НТБ ТПУ. – Текст: электронный.

25. Физика горных пород: учебник / Л. Я. Ерофеев, С. А. Вахромеев, В. С. Зинченко, Г. Г. Номоконова; Томский политехнический университет – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 520 с.: ил. – Текст: непосредственный.

26. ГЕОФИЗМАШ. Наземное геофизическое оборудование торговой марки «КЕДР». Описание и руководство по эксплуатации.

27. Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-МС [Электронный ресурс] <http://ooo-geoprom.ru/index.php/katalog/item/pribor-kompleksnyj-elektricheskogo-karotazha-k1a-723-ms> (дата обращения 23.05.2019).

28. РД 153-39.0-072-01. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».