

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

Институт природных ресурсов
Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки
Специализация Геофизические методы исследования скважин
Кафедра геофизики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Геофизические исследования скважин с целью выделения и изучения пластов-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

УДК 553.98:552.578.2.061.4:550.83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Курышин Константин Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ГЕОФ	Стоцкий В.В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геология»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кныш С.К.	К.Г.-М.Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О.П.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизики	Лукин А.А.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Специальность 21.05.03 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых»

Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

« » июня 2017 А.А.Лукин

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Курышин Константин Андреевич

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью выделения и изучения пластов-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).	
Утверждена приказом директора ИПР (дата, номер)	08.02.2017, № 763/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, испытания скважин, данные о притоках), научно-исследовательские данные научного руководителя.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Геолого-геофизическая характеристика Казанского нефтегазоконденсатного месторождения; Результаты ранее проведенных геофизических исследований скважин разной продуктивности; выявление геофизических признаков нефтеносности разреза нефтяной оторочки пласта Ю ₁ ¹ .
Перечень графического материала	Литолого-стратиграфический разрез; Тектоническая карта района Казанского месторождения; каротажные диаграммы разрезов скважин разной продуктивности пласта Ю ₁ ¹ .
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Кныш С.К.
По социальной части	Задорожная Т.А.
По экономической части	Кочеткова О.П.

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.02.2017
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ГЕОФ	Стоцкий В.В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Курышин Константин Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Курышин Константин Андреевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геофизики
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

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

<i>Виды и объемы проектируемых работ</i>	<i>ПОСН 81-2-49</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию и проектированию:	
<i>Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии</i>	<i>Расчет затрат времени</i>
<i>Расчет затрат труда</i>	<i>Сметные расчеты по видам работ</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Кочеткова О. П.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Курышин Константин Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
222А	Курышин Константин Андреевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геофизики
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения.

Рабочее место расположено на открытом воздухе. Участок геофизических работ находится в лесной зоне. Климат континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом. При проведении работ могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при геофизических исследованиях, камеральных работах, разработке и эксплуатации нефтяного месторождения в Томской области

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при геофизических исследованиях, камеральных работах, разработке и эксплуатации нефтяного месторождения в Томской области

Вредные факторы:

- 1.Повышенные уровни шума;
- 2.Климатические условия;
- 3.Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися;
- 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Опасные факторы:

- 1.Поражение электрическим током;
2. Взрывоопасность и пожароопасность;
- 3.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;

2. Экологическая безопасность.	При проведении геофизических работ в скважине возможно вредное воздействие на: – литосферу; – гидросферу; – атмосферу.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В данном разделе описывается при геофизических исследованиях скважин на открытой местности безопасность при возникновении следующих ЧС: выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются сильными пожарами.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Задорожная Татьяна Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
222А	Курышин Константин Андреевич		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ОАО – Открытое Акционерное Общество

ЛУ – лицензионный участок

ГИС – геофизические исследования скважин

ВНК – водонефтяной контакт

КВ – кавернометрия

НГК – нефтегазоконденсатное

БКЗ — боковое каротажное зондирование.

ПЖ – промывочная жидкость

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ИДС – индекс динамической сжимаемости

ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование.

ГК — гамма-каротаж интегральный.

ИК – индукционный каротаж

БК – боковой каротаж

МК – микрокаротаж

АК – акустический каротаж

ПС – метод самопроизвольной поляризации

КС – каротаж сопротивлений

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа _____ 93 _____ с., _____ 12 _____ рис., _____ 10 _____ табл., _____ 38 _____ источников, _____ 3 _____ прил.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти; нефтегазоконденсатное месторождение; Казанское месторождение; нефтяные оторочки; геофизические исследования скважин.

Объектом исследования является: Казанское нефтегазоконденсатное месторождение; пласт Ю₁²

Цель работы: Сформировать геофизическую характеристику нефтеносной части разреза нефтегазоконденсатного месторождения.

В процессе исследования проводились: анализ геолого-геофизических исследований и результатов разработки месторождения; качественный и количественный анализ геофизических исследований скважин разной продуктивности.

Основные результаты исследования: Результаты ранее проведенных геофизических исследований скважин разной продуктивности; выявление геофизических признаков нефтеносности разреза нефтяной оторочки пласта Ю₁¹.

Область применения: результаты ВКР могут использоваться на нефтегазоконденсатных месторождения с перспективами разработки нефтяных оторочек.

Значимость работы: ВКР имеет научное и практическое значение.

В будущем планируется: уточнить геофизические особенности разрезов нефтегазоконденсатных месторождений на других месторождениях, перспективных на разработку нефтяных оторочек.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ	2
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	9
РЕФЕРАТ	10
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	14
1.1. Географо-экономическая характеристика	14
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность	16
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	19
2.1. Литолого-стратиграфический разрез	19
2.2. Тектоника	25
2.3. Нефтегазоносность	30
3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	33
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	34
4.1. Задачи геофизических исследований	34
4.2. Обоснование объекта исследований	34
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	35
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	37
5.1. Методика проектных геофизических работ	37
5.2. Интерпретация геофизических данных	43
6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ	49
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	87
ПРИЛОЖЕНИЯ	90

ВВЕДЕНИЕ

Совсем недавно Востокгазпром ввел в эксплуатацию Казанское месторождение. К Мыльджинскому и Северо-Васюганскому газоконденсатным месторождениям, отличающимся сложным геологическим строением, добавилось Казанское нефтегазоконденсатное, которое геологи назвали эталоном сложного месторождения (низкие фильтрационно-емкостные свойства пластов, высокий газовый фактор, различные условия осадконакопления, наличие тектонических нарушений).

Как отмечает президент ОАО «Востокгазпром» Казанское месторождение станет опорным объектом при разработке южной группы месторождений (Северо-Останинское, Болтное, Мирное). Вновь получаемая информация уточняет геологическую и гидродинамическую модель месторождения, совершенствует систему его разработки. При этом широко используются геофизические исследования скважин (ГИС).

Целью в настоящей работе является проведение анализа ранее проведенных работ с целью определения объективных геофизических особенностей пластов с различным углеводородосодержанием Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе изложены краткие сведения об геолого-геофизической изученности и геологическом строении района и месторождения, нефтеносности пластов Верхнеюрского нефтегазового комплекса (горизонт Ю1), геологические задачи и геофизический комплекс методов, результаты геофизических исследований Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Географо-экономическая характеристика

Казанское месторождение относится к Казанскому району Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В административном отношении Казанское газоконденсатнонефтяное месторождение находится в южной части Томской области на территории Парабельского района (рисунок 1). Ближайшим крупным населённым пунктом является село Пудино, расположенное в 35 км севернее месторождения на реке Чузик, которое имеет аэропорт, причал, почту, больницу, школу и лесозавод. В 5 км к востоку от него находится город Кедровый. Расстояние от месторождения до областного центра – города Томска – составляет около 325 км.

Площадь Казанского лицензионного участка составляет около 484 км². На востоке и на юге Казанский ЛУ граничит с Сомовским ЛУ. На севере – с Северо-Пудинским лицензионным участком, в пределах которого расположены три нефтегазоконденсатных месторождения: Калиновое, Северо-Калиновое и Нижнее-Табаганское. Северо-Пудинский участок принадлежит ОАО «Томскнефть» (Роснефть). На западе Казанский участок граничит с Южно-Пудинским лицензионным участком. Залежи Казанского месторождения на востоке частично выходят на территорию Сомовского участка.

Лицензией на право пользования недрами Сомовского участка с целью геологического изучения, разведки и добычи УВ сырья владеет также ОАО «Томскгазпром».



Условные обозначения: 1 – магистральные трубопроводы; 2 – нефтяные месторождения; 3 – газоконденсатные месторождения; 4 – нефтегазовые месторождения

Рисунок 1 – Обзорная карта

Транспорт грузов из г. Томска может осуществляться до районного центра г. Бакчар по дороге с асфальтовым покрытием, далее до п. Кенга по грунтовой дороге. Движение от п. Кенга до г. Кедровый по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом может осуществляться круглый год.

Район является энергодефицитным, электроэнергией снабжается по Калиновой ЛЭП, проходящей в 50 км на северо-запад от месторождения. Электроснабжение Казанского промысла автономное, генерация осуществляется газотурбинными станциями. Также в 50 км к северо-западу от месторождения проходит ведомственный нефтепровод и в 220 км к северо-востоку – магистральный нефтегазопровод. В мае 2009 г. запущен нефтепровод сообщением «Казанское НГКМ – Северо-Останинское НМ – Лугинецкое НГКМ» протяженностью 120,6 км. В настоящее время осуществляется строительство газопровода «Казанское НГКМ –

Мыльджинское ГКМ».

В орографическом отношении изучаемый район представляет собой плоскую и полого-холмистую равнину, почти полностью покрытую лесом, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +94 до +144 м/с уменьшением к руслам и поймам рек. Залесенность составляет 50-70%. Сплошные лесные массивы преимущественно хвойных пород (ель, кедр, сосна), а водораздельные пространства заболочены и покрыты растительностью и лиственным редколесьем.

Среднегодовое количество осадков составляет 400–500 мм. Основная часть осадков (до 90%) выпадает в период с апреля по октябрь, чаще всего в виде дождей. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам-плывунам, залегает на глубине 2–20 метров.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.[1]

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

Геолого-геофизические работы в районе реки Казанка начались с 1947 года и до начала 60-х годов проводились, в основном, для выбора направлений и объектов нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири. Они включали в себя геологическую съемку масштаба 1:1000000 (1947–1949 гг.), аэромагнитную съемку масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1949–1952 гг.), колонковое бурение (1956–1958 гг.), региональные профили МОВ и КМПВ (1957–1959 гг.) и гравиметрическую съемку масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1957–1960 гг.) (таблица 1). В результате этих работ были установлены общие черты геологического строения исследованной территории, было выяснено, что на дневную поверхность выходят только четвертичные отложения и кое-где по руслам рек – неогеновые.

Таблица 1 – Краткая характеристика результатов геолого-геофизической изученности района

Вид работ, масштаб	Организация, проводившая работы, автор отчета	Год проведения работ	Основные результаты работ
1	2	3	4
Геологическая съемка, 1:100 000	Западно-Сибирское геологическое управление	1947-1954	Установлено повсеместное развитие антропогенных отложений, по руслам некоторых рек – неогеновых.
Аэромагнитная съемка, 1:100 000	Западно-Сибирское геологическое управление, Сибирский геофизический трест	1952	Получены первые представления об основных тектонических элементах фундамента. Построена карта магнитных аномалий ΔT .
Площадные исследования МОВ, 1:100 000	Новосибирский геофизический трест, сп 24/64-65, сп 24/65-66, Власов Б.М.	1964-1966	В зоне сочленения Межевского и Пудинского сводов выявлено Казанское КП. Выявлено и подготовлено под глубокое бурение Казанское локальное поднятие.
Сейсмокаротажные исследования скважин	Сп 11/67	1967	Получены сведения о средних и интервальных скоростях разреза по скважине Казанская № 1.
Площадные работы МОГТ, КМПВ, 1:100 000	ТГТ, сп 1,3,6, 9/77-78, Карапузов Н.И. и др.	1977-1978	На Казанской площади получены материалы о строении доюрских отложений и распределения по их кровле граничных скоростей.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000	ТГТ, сп 3/79-80 гг, Посохова Р.Г.	1979-1980	Изучена поверхность доюрских образований Казанского поднятия, уточнен структурный план.
Площадные исследования КМПВ 1:100 000	ТГТ, сп 6/79-80, Лахно Г.А.	1979-1980	Получены дополнительные сведения о геологическом строении доюрских образований в пределах Казанской площади.
Высокоточная аэромагнитная съемка, 1:500 000	ЦГЭ, аэромагнитная партия 38/81-82, Барулин Б.С.	1981-1982	Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского фундамента Нюрольской впадины.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000, 1: 100 000	ТГТ, сп 1, 3, 6/88-89,	1988-1989	Проведены площадные сейсморазведочные работы в районе Олимпийского КП и северо-западного склона Калгачского выступа.
	Мельников В.П.		Исследован восточный склон Казанского месторождения.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000	ТГТ, сп 1,3/95-98, Мельников В.П.	1995-1998	Получены дополнительные сведения о геологическом строении Казанского газоконденсатного месторождения, произведена геометризация залежей УВ в пластах Ю ₄ , Ю ₃ , Ю ₁ ³⁻⁴ , Ю ₁ ¹⁻² средней и верхней юры.
Глубокое поисково-разведочное бурение	НТГУ, ТТГУ. ПГО «ТНГТ» ОАО «ТНГТ»	1967-1968 1982-1983 2000-	Открыты месторождения: Казанское – 1967 год, Калиновое, Нижнетабаганское – 1973 год, Урманское – 1974 год, Северо-Останинское – 1977 год, Северо-Калиновое – 1980 год, Речное, Герасимовское, Южно- Табаганское – 1983 год, Селимхановское – 1984 год, Арчинское – 1985 год, Южно-Тамбаевское, Солоньское – 1986 год, Широтное – 1988 год,

			Кулгинское – 1990 год, Болтное – 1997 год.
Площадные исследования МОГТ, М 1: 50 000,	Сп 10/01-02, ОАО «Сибнефтегеофизика» Черняк В.С., Павлов И.И.	2001-2002	Детализированы Западно- Сомовская и Пономаревская структуры. Построены карты нефтеперспективных объектов по пластам Ю ₁ ¹⁻² и Ю ₁ ³⁻⁴ васюганской свиты и по пласту Ю ₃ тюменской свиты. Рекомендовано бурение двух поисковых скважин с вскрытием палеозойских отложений и сгущение сейсмических профилей к юго-западу.
Интерпретация материалов МОГТ, полученных на Казанском участке № 104	сп 10/04-05 ОАО «Сибнефтегеофизика» Юркина Т.А. Сысоев А.П. и др.	2006	Уточнение геологического строения Казанского месторождения, поиск и подготовка к поисковому бурению перспективных объектов в верхней части доюрских образований и юрских отложениях, прогноз их нефтегазоносности, а также обобщение результатов ранее проведенных сейсморазведочных работ для формирования электронной базы геолого-геофизических данных и построения прогнозных и структурных карт и схем по Казанскому лицензионному участку № 104.
Глубокое разведочное бурение	ОАО «Томскгазпром»	2008	Доразведка месторождения с целью уточнения геологического строения залежей и прироста УВ

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

Расчленение разреза осадочного чехла основано на регионально-стратиграфических схемах мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины.

Строение, литологический состав и фаунистическая характеристика пород отражены на сводном литолого-стратиграфическом разрезе (рисунок 2).

Стратиграфический разрез Казанского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

Доюрские образования

Комплекс пород, слагающих фундамент рассматриваемого месторождения, аналогичен разрезам соседних месторождений. Поэтому для детального изучения геологического строения доюрских отложений привлекалась информация по литологии и стратиграфии близлежащих скважин. В ближайших скважинах к лицензионному участку данные образования вскрыты скважинами Понаморевская 2 (21,4 м), Болтная 3 (9,3 м) и Западно-Сомовская 9 (14,7 м).

На территории лицензионного участка (ЛУ) отложения фундамента изучены на основе сейсморазведки и по данным скважин. Мощность вскрытых доюрских отложений на площади Казанского месторождения составили в скважинах 1 – 42 м, 2 – 18 м, 3 – 28 м, 8 – 41 м, 9 – 22,8 м, 18 – 48,4 м. Этими скважинами вскрыты карбонатные, терригенно-карбонатные, вулканогенно-осадочные, грубообломочные терригенные и эффузивные образования.

Мезозойская эратема

Юрская система

Юрская система сложена песчано-глинистыми осадками и представлена тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел

Нижний отдел составляют терригенные породы урманской (J1ur), тогурской (J1t), салатской (J1-2st) свит, представленные песчаниками и алевролитами.

Средний отдел

Средний отдел сложен континентальными отложения тюменской (J2tm) свиты; прибрежноморские и более глубоководные отложения верхнего отдела – васюганской (J2-3vs) свиты.

Тюменская свита (J2tm) сложена песчано-глинистыми осадками. Аргиллиты неравномерно чередуются с алевролитами, песчаниками и прослоями углей. В нижней части свиты преобладают аргиллиты. Для свиты, характерен растительный и углистый детрит, корни, пирит, ядра двустворок.

На электрокаротажных диаграммах тюменская свита отличается частым чередованием высоко - и низкоомных прослоев, кривая ПС расчленяет разрез слабо.

Отложения тюменской свиты, вскрыты восемью скважинами, средняя мощность свиты меняется от 150 до 500м. Разрез сложен неравномерным чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов.

В пределах месторождения выделяются два продуктивных пласта тюменской свиты, который индексируются, как Ю3 и Ю4.

Верхний отдел

Верхний отдел в основном представлен глинистыми осадками и битуминозными аргиллитами.

Васюганская свита (J2-3vs) согласно залегает на породах тюменской свиты и по литологическому составу подразделяется на две подсвиты: нижнюю (глинистую) и верхнюю (песчано-глинистую).

Нижняя подсвита, представлена прослоями глин и алевролитов, иногда возможно замещение глин на песчаные пласты (пласт Ю15-6).

Верхняя подсвита существенно более песчаная. Песчаники мелкозернистые, полимиктовые. Аргиллиты слюдистые, алевролиты массивные. В разрезе подсвиты, выделяют три песчаных пласта (Ю11, Ю12 и

Ю13-4), которые на месторождении выделены как коллекторы. Кроме того, к песчаникам верхней части свиты, приурочены два подсчетных объекта Ю11 и Ю12, между которыми выделяется литолого-стратиграфический репер – «Р», состоящий из аргиллитов и алевролитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком. Под пластом Ю12 находится пласт угля У1 или пропласток углистого аргиллита или угля, хорошо распознаваемый по комплексу радиоактивного и акустического каротажа, который в большинстве скважин расчленяется на два пропластка – У11 и У12.

Продуктивный пласт Ю13-4 представлен крепкоцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолинитовый.

Породы пласта Ю12 сложены светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкоцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом.

По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовые аркозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом.

В разрезе отложений пласт Ю11 представлен светло-серым, мелко-среднезернистым среднесцементированным полевошпатово-кварцевым песчаником. Здесь песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами. Цемент в песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом.

Келловей-оксфордский возраст свиты установлен по макро- и микрофауне. Толщина васюганской свиты – 40–70 м.

Георгиевская свита (J3gr) сложена аргиллитами темно-серыми до черных, плотными, тонкоотмученными, с включениями глауконита, содержащими

фауну кимериджского возраста. Среди пород встречаются остатки аммонитов и белемнитов. Георгиевскую свиту отличает характерная особенность: в основании свиты отмечаются прослой глауконитовых отложений, которые хорошо определяются резким повышением значений по индукционному каротажу, что представляет собой характерный репер при детальной корреляции разреза. Общая толщина свиты изменяется от 4 до 9 м.

Баженовская свита (J3bg) имеет распространение на большей части территории Западно-Сибирской плиты. Породы свиты имеют почти горизонтальное залегание, с четким фиксированием кровли свиты, поэтому она является одним из лучших региональных маркирующих отражающих горизонтов. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт Б.

Породы баженовской свиты представляют собой наиболее глубоководные морские осадки юры: аргиллиты темно-серые, битуминозные, массивные, плитчатые, встречается фауна аммонитов и белемнитов титон-волжского и нижне-берриасского возраста. Отложения баженовской свиты хорошо выделяются как по керну, так и по каротажу. Средняя толщина свиты составляет 24–31 м. Своей верхней частью свита незначительно уходит в нижнемеловые отложения.

Меловая система

Отложения представлены переслаиванием темно-серых глин, аргиллитов, серых и светло-серых песчаников и зеленовато-серых алевролитов. Средняя максимальная мощность отложений составляет 282 м.

Нижний и верхний отделы составляют терригенные породы куломзинской (K1klm), тарской (K1tr) и киялинской (K1kl) свит, континентальные и частично прибрежно-морские отложения покурской (K1-2pk) свиты, а также образования кузнецовской (K2kz), ипатовской (K2ip), славгородской (K2sl) и ганькинской свит (K2gn), накопление последней происходило в морских условиях.

Отложения меловой системы – нижнего и верхнего ее отделов, согласно залегают на отложениях Баженовской свиты.

Кайнозойская эратема

Палеогеновая система

Разрез палеогеновых отложений на месторождении представлен толщей палеоценового, эоценового и олигоценового возрастов. Здесь выделяются четыре свиты: талицкая (P1tl), люлинворская (P3ll), чеганская (P2-3cg) (морская) и некрасовская (P2-3nkr) (континентальная).

Породы представлены чередованием темно-серых до черных глин, (местами опоковидными), кварцево-глауконитовых песчаников, пропластков алевролитов и бурых углей, голубоватых или желтоватых рыхлых мелко- и тонкозернистых песков. Общая мощность кайнозойских отложений может достигать 200 м.

На Казанском месторождении породы кайнозойского возраста, залегают с размывом на мезозойском комплексе отложений.

Четвертичная система (Q)

На размытой поверхности палеогеновых отложений несогласно залегают отложения четвертичного возраста, которые заканчивают разрез осадочного чехла. Осадки разнообразны по своему литологическому составу, в основном, это аллювиальные, озерные, озерно-болотные, ледниковые отложения пойм и террас рек: пески, супеси, суглинки, глины, торф.[2]

2.2. Тектоника

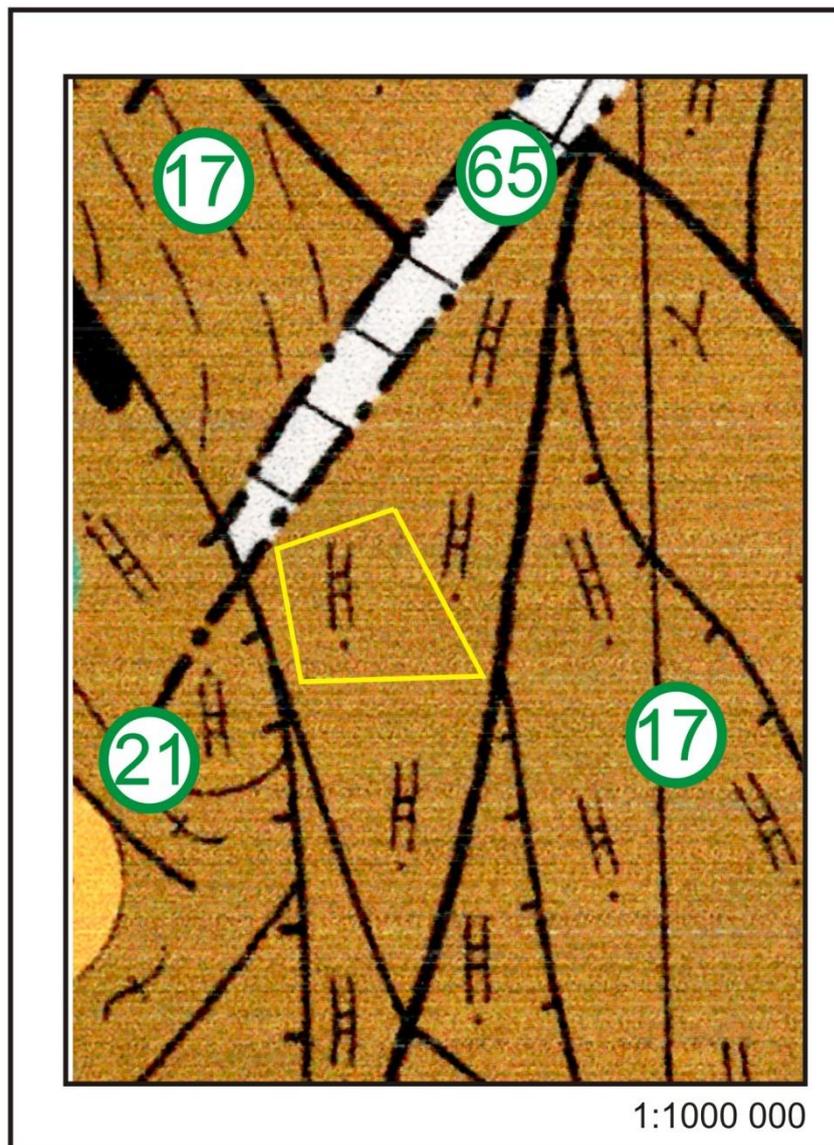
Изучаемый район расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. По отложениям доюрских образований Казанская площадь, согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты, приурочена к Сенькинско-Варьеганской зоне Центрально-Западно-Сибирской системы герцинид. Данная система представлена терригенными и карбонатно-терригенными породами положительных, возможно конседиментационных структур антиклинорного типа расположенной в центральной части позднепалеозойского сводового поднятия фундамента геосинклинального комплекса (рисунок 3). Зона характеризуется преобладанием Западно-Сибирской плиты. Северо-западная часть участка в северо-восточном направлении пересекается зоной раннетриасовой деструкции земной коры Чузикским континентальным рифтом, ограниченным триасовыми рифтогенными разрывами.

Для описываемого района характерно отсутствие терригенных отложений среднего и позднего триаса. Предполагается, что к моменту тектонической активизации, положившей начало формирования платформенных мезозойских отложений, палеоповерхность доюрского основания представляла собой поверхность выравнивания – плато, расположенное относительно высоко над уровнем моря.

Согласно карте структурно-тектонических элементов нефтегазоносных комплексов Томской области под редакцией В.М. Тищенко по отложениям платформенного чехла изучаемый район (рисунок 4) расположен в юго-восточной части Нюрольской впадины (отрицательной структуры I порядка), на северной периклинали Таволгинского структурного мыса (структуры II порядка). Непосредственно в изучаемом районе расположена Казанская структура III порядка, юго-западнее – Таволгинская структура III порядка. Юго-восточнее изучаемого участка расположено Олимпийское куполовидное поднятие (структура II порядка), осложненное Болтной, Олимпийской и Сомовской структурами III порядка. Северо- и северо-восточнее площади выявлена Пономарёвская и Западно-Сомовская группа локальных поднятий.

Структура осложнена двумя куполовидными поднятиями – Таволгинским и Олимпийским. Западнее изучаемого участка расположен Колпашевский мезовал, восточная часть которого, находится в пределах лицензионного участка. На северо-восточной периклинали Калгачского мезавыступа расположено Казанское локальное поднятие, которое занимает практически всю юго-восточную часть площади (рисунок 5).

По результатам сопоставления структурных планов по различным отражающим горизонтам отмечается, что рельеф доюрского основания Казанского участка создан Калгачским мезавыступом. Рельеф подошвы баженовской свиты (горизонт Па) Калгачского мезовыступа в целом наследует доюрский рельеф фундамента.[3]



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рисунок 3 – Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты
 (под ред. В.С. Суркова, ФГУП «СНИИГГиМС», 2000 г.)

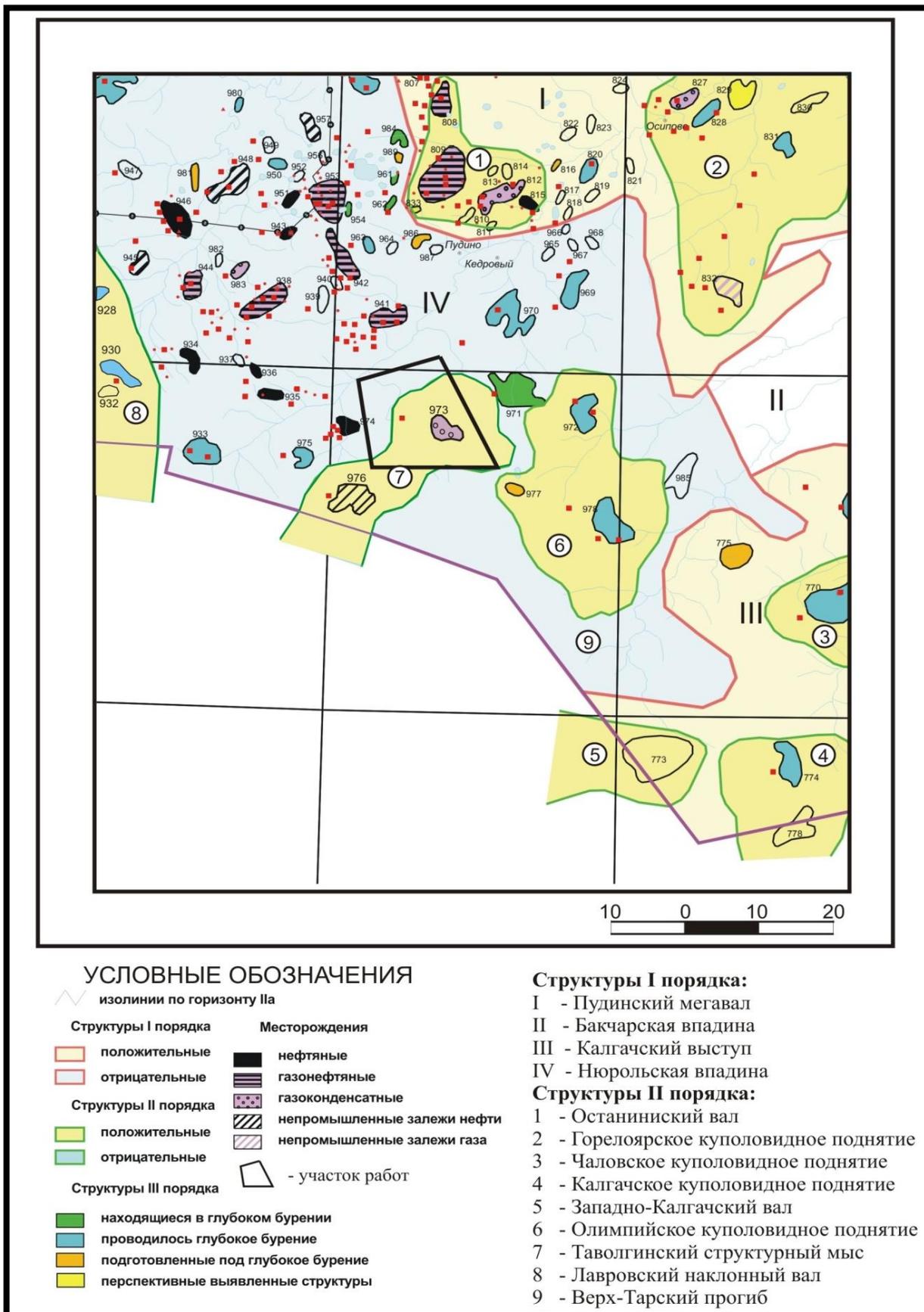


Рисунок 4 – Карта структурно-тектонических элементов нефтегазоносных комплексов Томской области (под ред. В.М. Тищенко, 1994 г.)

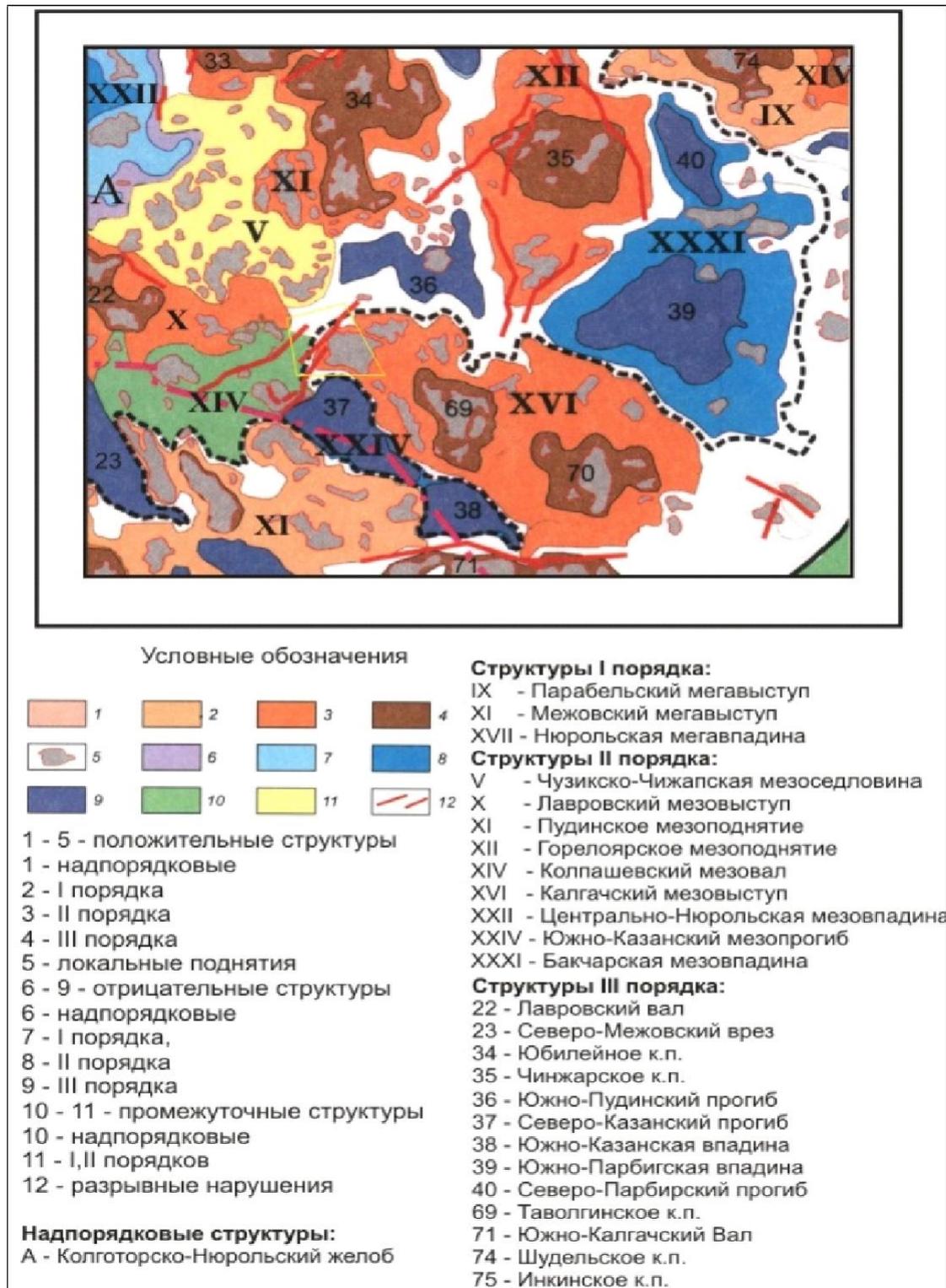


Рисунок 5 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса

(под ред. В.А. Конторовича, 2002 г.)

В среднеюрское время, тектоническая активность несколько затухает и структурный план немного выполаживается, но Казанская структура в течение всего рассматриваемого времени сохраняет приподнятое положение.

В верхне- и среднеюрское время наряду кратковременных трансгрессий происходило региональное погружение территории и как следствие, на

континентальные отложения тюменской свиты залегает трансгрессивная толща мелководно-морских осадков васюганской свиты.

Необходимо заметить, что для изучаемого района в региональном плане характерно наличие тектонических нарушений северо-восточного простирания, связанных с рифтогенезом, которые проникая в осадочный чехол, могут оказывать влияние на миграцию и формирование залежей углеводородов (УВ). В юрский период имеют место вертикальные тектонические движения, а в меловое, структурообразование происходило вследствие движения блоков фундамента. В тюменской свите отмечаются тектонические нарушения. Разломы возможно сопровождали вздымание блоков фундамента, о чем свидетельствуют изменение сплошности осей синфазности на временных разрезах. Разломы в пределах лицензионного участка трассируются в интервале нижней и средней юры.[3]

2.3. Нефтегазоносность

Казанское месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Васюганской нефтегазоносной области, Казанскому нефтегазоносному району.

Промышленная нефтегазоносность Томской области связана в основном с терригенными отложениями сеномана, нижнего мела, юры и коры выветривания фундамента. Глубины залегания продуктивных отложений колеблются от 1200м до 3200м. Самым перспективным здесь является юрский нефтегазоносный комплекс, в котором обнаружены 84 месторождения, приуроченные к верхнеюрским пластам васюганской свиты и 16 месторождениям средненижнеюрских пластов тюменской свиты.[5]

В пределах области выделяется перспективная нефтегазоносная Пудинская группа месторождений, к которой относятся ряд средне-мелких месторождений, таких как Останинское, Северо-Останинское, Мирное, Пинджинское, Казанское и других. Основным является Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, в котором по результатам проведенных поисково-разведочных работ и испытаниям скважин установлена

продуктивность 5 пластов следующих отложений: васюганская свита (пласты Ю11, Ю12, Ю13-4); тюменская толща (пласты Ю3 и Ю4) (приложение 1).

Пласт Ю12 надугольной пачки васюганской свиты является основным нефтегазоносным объектом в изучаемом районе.

Пласт Ю₁²

На месторождении пласт прослеживается в разрезе всех скважин и занимает значительную часть Казанской структуры. Разбуривание северной части месторождения позволило уточнить строение пласта Ю12. В разрезе пласта выделяется две пачки, которые существенно различаются по характеристикам ФЕС и гранулометрическому составу. Верхняя пачка – Ю12а – на основе проведенного фациального анализа в пределах рассматриваемой территории представлена морской группой, с развитием приливно-отливных песков и пляжей. Нижняя пачка – Ю12б – формировалась в условиях переходной зон от морских к континентальным условиям осадконакопления и представлена фациями устьевых баров, аккреационных комплексов русел, кос и береговых валов.[6]

Залежь пласта Ю12 – пластово-сводовая, газовую шапку с двумя куполами – основной и северо-западный и имеет нефтяную оторочку. По результатам опробования скважин в пределах всего пробуренного фонда получен безводный приток нефти и газа. Абсолютные глубины залегания пласта меняются в диапазоне от 2289 до 2503м (приложение 2).

Газовая шапка основного купола имеет размеры 12км на 8км, высотой 54.2м, северо-западный купол размерностью – 2.5x2.5км с амплитудой 9м. Размерность нефтяной оторочки, принята 6км на 10.5 км, высотой – 48.6м. Водонефтяной контакт не обнаружен, однако скважина 16р вскрыла переходную зону, где можно определить «условный водонефтяной контакт» на отметке а.о.-2384.4м. Залежь распространяется за границы лицензионного участка №104. ГНК принят на отметке 2344м.

Общая толщина пласта варьирует в диапазоне от 6м до 13м. В пределах газовой шапки средняя эффективная толщина равна средней эффективной газонасыщенной толщине составляет 3.3 м (основной купол), 3 м (северо-

западный купол). По нефтяной оторочке средняя эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина имеет значение 4.6 м.

Песчаная пачка Ю12а распространена локально и выклинивается в южном направлении, общая толщина изменяется от 0 м до 7 м, эффективная и эффективная нефтенасыщенная составляет в среднем 2,5 м. Пачка Ю12б развита во всех скважинах с общей толщиной около 9 метров, эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0 м до 11 м.

Неоднородность пласта Ю12 зависит от условий осадконакопления и вторичных процессов преобразования протекающих в недрах. Породы пласта представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов.[6]

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

По результатам исследования керна, а так же анализа данных ГИС, пласт $Ю_1^2$ разделяется на две части $Ю_1^{2a}$ и $Ю_1^{2б}$, с отличающимися фильтрационно-емкостными свойствами (приложение 3).

Пласт $Ю_1^2$ в верхней части ($Ю_1^{2a}$) скважины в керне представлен щебенкой размером 3-5 см. Песчаники этой пачки представлены низкоглинистыми, хорошо сортированными мелкозернистыми разностями. Пласт $Ю_1^2$, делится на две части. В основании пласта встречен прослой базального средне-крупнозернистого песчаника с гравийным материалом. В верхней части (0.9м), пласт сложен среднезернистыми низкоглинистыми (до 5%) песчаниками с высокими ФЕС. Ниже по разрезу пласта ($Ю_1^{2б}$), до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые песчаники с пониженными ФЕС.

Нижняя часть $Ю_1^{2б}$ сложена мелкозернистыми однородными песчаниками буровато-серого цвета с большой долей глинистого материала. Сортировка материала средняя. Песчано-алевритовые породы низа с пористостью 14-17% обладают повышенной (по сравнению с пластом $Ю_1^1$) глинистостью, более высокой остаточной водонасыщенностью. Структура порового пространства тонкопоровая неоднородная, исходя из данных ртутной порометрии, содержание тонких пор достигает 50-70%, размеры фильтрующих поровых каналов составляют 5-3 мкм.

Пласт $Ю_1^{2б}$ вскрытый сложен мелкозернистыми глинистыми песчаниками, которые переслаиваются прослоями глинистых алевритов. Песчаники достаточно однородные, исходя из данных по минеральному составу и структурно-текстурным признакам, характеризуются низкими ФЕС.

Разнообразие структуры порового пространства обуславливает широкий диапазон изменения фильтрационно-емкостных характеристик.[6]

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований

Для выбора комплекса стандартных методов ГИС необходимы такие факторы, как особенности технологии бурения, степень сложности изучаемого разреза, включая горно-технические условия в скважине.[8]

На территории Казанского месторождения геофизические исследования проводились обязательным комплексом методов, который утвержден на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения эксплуатационных и разведочных скважин. Используемый комплекс ГИС в обычных условиях обеспечивает решение основных геологических задач:

- выделение пластов-коллекторов;
- оценка фильтрационно-ёмкостных свойств пластов (пористости, глинистости, проницаемости);
- определение положения водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов, с последующей привязкой интервалов перфорации
- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- оценка характера насыщения коллекторов;

4.2. Обоснование объекта исследований

Исходя из методов, проведенных на данном участке работ, можно запроектировать скважину на северо-восточной части исследуемого района (приложение 3), и провести комплекс этих методов для уточнения границ нефтенасыщенности.

Задача литологического расчленения разреза решается при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам. К таковым можно отнести удельное электрическое сопротивление (УЭС), поляризационные свойства, плотностные свойства, акустические свойства, естественная радиоактивность пород и др.

В песчано-глинистом разрезе Казанского месторождения задачу расчленения и определения литологического состава разреза можно решить, применяя следующие методы геофизических исследований скважин: ПС, КС, БКЗ, КВ, ИК и др. Основными дифференцирующими признаками для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов являются: сужение ствола скважины против пласта коллектора вследствие образования глинистой корки, которая фиксируется на кавернограмме и профилеграмме, наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого по данным электрических методов с различной глубиной исследования (БКЗ), образование отрицательной аномалии ПС, сравнительно высокая естественная радиоактивность глин и низкая песчаников.

Дополнительным признаком коллектора будет являться расхождение показаний МБК и БК.[9]

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

Все методы, перечисленные выше, могут применяться для большинства поставленных задач. К ним в дополнении необходимо будет применение методов высокочастотного индукционного зондирования (ВИКИЗ), нейтронного каротажа (НКТ), плотностного гамма-каротажа (ГГП), акустического каротажа (АК) для определения характера насыщения коллектора водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов.

В проектируемый комплекс ГИС будут входить методы:

- стандартный каротаж;
- боковой каротаж (БК);
- ВИКИЗ;
- плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П);
- боковое каротажное (электрическое) зондирование (БКЗ, БЭЗ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- акустический каротаж (АК);
- микрозондирование (МКЗ);

- инклинометрия;
- радиоактивный каротаж (ГК, НКТ);
- резистивиметрия;
- кавернометрия (КВ).

а) комплекс методов ПС, резистивиметрия и БКЗ будет использоваться для изучения радиального градиента УС вдоль диаметра зоны проникновения;

б) для определения УС промытой зоны, толщины глинистой корки с целью уточнения местоположения границ коллектора применяется микробоковой каротаж и микрокавернометрия (МКВ);

в) боковой каротаж необходим для уточнения границ пластов и изучения зоны проникновения;

г) для определения кавернозности ствола скважины используется профилометрия (ПР) и кавернометрия (КВ);

д) ВИКИЗ с помощью 5 электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации ПС для измерения кажущегося удельного сопротивления;

е) плотностной гамма-гамма каротаж применяется для определения пористости пласта;

ж) для определения насыщенности коллектора водонефтяного контакта, пористости и др. используем методы ГК и НКТ;

з) для выделения газонефтяного контакта, газонасыщенных участков коллектора, высокопористых участков разреза и др. нужен акустический каротаж.

Данный комплекс составлен на основании обязательного комплекса ГИС, применяемого в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с учетом опыта ранее проводимых работ ГИС на Казанском месторождении.[9]

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Для решения основных геологических задач, описанных выше, необходимо выполнение комплекса ГИС в проектных скважинах, с последующей интерпретацией данных.

Электрокаротаж

Электрический каротаж – исследования горных пород, основанные на регистрации параметров естественного или искусственного постоянного электрических полей.

Виды электрокаротажа:

- потенциал собственной поляризации (ПС);
- методы (БКЗ, БК, БМК, МК, ВП - КС);
- исследования горных пород, основанные на измерении параметров искусственного переменного электромагнитного поля (ЭМК);
- индукционный каротаж (ИК), а в варианте зондирования – индукционного каротажного зондирования (ИКЗ).

Боковое каротажное зондирование

Породообразующие минералы, из которых состоят горные породы, имеют очень высокие значения электрического сопротивления. Ионной проводимостью обладают насыщенные минерализованной водой породы, вследствие чего ее наличие снижает их сопротивление. Коэффициент пористости горной породы (K_p) показывает содержание воды в породе, выражается в %, т.е. показывает объем пустот в породе. Пласты коллектора могут быть насыщены нефтью и газом, которые имеют очень высокое сопротивление. Но нефть заполняет только центральную часть пор, а зерна минералов, из которых сложен пласт содержат связанную воду. Исходя из этого в разрезе скважины пласты - коллекторы имеют повышенные значения удельного электрического сопротивления.

Картаж самопроизвольной поляризации (ПС)

Метод ПС позволяет выделять проницаемые интервалы в разрезе скважины (рисунок 6). Зависимость величины ПС от нескольких взаимосвязанных физико-химических реакций:

1. Диффузионно-адсорбционные потенциалы – которые возникают при пересечении скважиной песчанистых пластов коллекторов. Таким образом, происходит перераспределение зарядов на границе скважина-пласт-коллектор. За счет Na^+ пласт заряжается положительно, а за счет Cl^- промывочная жидкость - отрицательно. Исходя из всего сказанного, можно сделать вывод, что в месте контакта скважины и песчаного пласта образуется двойной электрический слой, и его потенциал называется диффузионным.

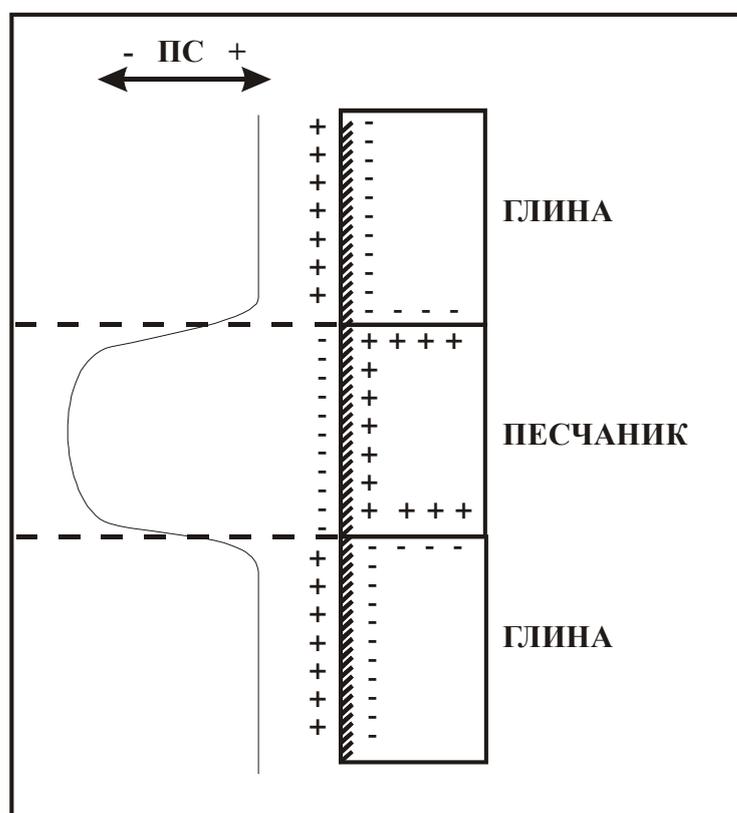


Рисунок 6 - Литологическое расчленение по ПС

2. При движении в порах горной породы возникают фильтрационные потенциалы, вместе с этим внутри капилляра образуется избыток катионов и происходит адсорбция анионов солей пластовых вод.
3. Окислительно-восстановительные потенциалы.

При химических реакциях между промывочной жидкостью скважины, электропроводящими телами (сульфиды, графит, антрацит и др.) и пластовыми водами возникают данные потенциалы. Окислительно-восстановительный потенциал - разность потенциалов между окисляющей средой и окислителем.

Боковой каротаж

При проведении исследований в пластах с очень высоким удельным сопротивлением или, наоборот, с очень низким сопротивлением при регистрации комплекса БКЗ требуется вводить очень большое количество поправочных коэффициентов. Это является основным недостатком для обработки получаемых результатов. Иногда получаемые данные могут быть полностью непригодны для получения требуемого результата. Боковой каротаж (БК) - регистрация кривой сопротивления фокусированными зондами.

Микрокаротаж

Измерение удельного сопротивления горных пород электрическими зондами малой длины называется - микрокаротажем:

Микропотенциал зонд – А0.05М

Микроградиент зонд – А0.25М0.25N

Данный метод используется для детального изучения геологического разреза скважины, выделения пластов – коллекторов и оценки их эффективной мощности. Так как радиус исследования микропотенциал – зонда составляет 10 – 12 см, а микроградиент – зонда около 4 см, то микропотенциал – зонд изучает сопротивление пород в пределах промытой зоны, где основным флюидом является фильтрат промывочной жидкости, а также остаточные нефть и газ, а микроградиент – зонд против проницаемых пластов изучает в основном сопротивление глинистой корки.

Микробоковой каротаж

В микробоковом каротаже (МБК) сопротивление прискважинной части пласта (промытой зоны)измеряется двухэлектродной установкой.

Благодаря этому влияние глинистой корки и промывочной жидкости повышенной минерализации существенно уменьшается, это позволяет

определять сопротивление промытой зоны пласта более точно (в отличие от обычного микрозондирования).

Метод МБК используют для оценки пористости и коэффициента нефтеотдачи коллекторов, их выделения в разрезе скважины.

Индукционный каротаж

При использовании индукционного каротажа (ИК) посредством индуцированных (наведенных) токов изучается удельная электрическая проводимость горных пород.

Главное преимущество данного метода заключается в том, что при его выполнении нет необходимости в прямом электрическом контакте между горной породой и измерительным зондом, таким образом, индукционный метод эффективен при изучении скважин заполненных непроводящими буровыми растворами на нефтяной основе.

Метод ИК позволяет решать следующие геолого-геофизические задачи:

1. Выделение коллекторов.
2. Литологическое расчленение разреза.

Кавернометрия

Этот метод является методом изучения геометрии ствола скважины, измеряется средний диаметр скважины в миллиметрах.

Радиоактивный каротаж

Метод радиоактивного каротажа - это исследования, которые основаны на измерении параметров полей ионизирующих частиц (нейтронов и гамма-квантов) с целью определения элементного состава горных пород и ядерно-физических свойств.

Гамма-каротаж

Гамма-каротаж (ГК) основан на регистрации естественной радиоактивности горных пород, слагающих разрез скважины, скважинными приборами.

Самую низкую радиоактивность среди осадочных горных пород имеют ангидриты, гипсы, песчаники, пески, доломиты, угли. Средняя радиоактивность характерна для глинистых песчаников, неглубоководных и континентальных

глин, мергелей глинистых известняков и доломитов. Черные битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы, калийные соли обладают наибольшей радиоактивностью (рисунок 7).

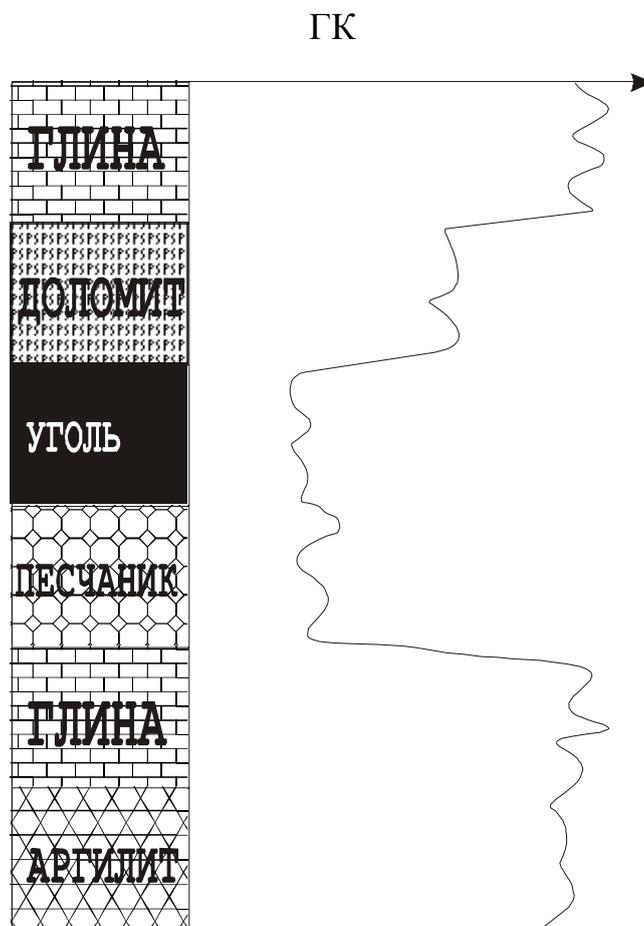


Рисунок 7 - Расчленение разреза по ГК

Плотностной гамма-гамма каротаж

Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П) основан на эффекте рассеяния жесткого гамма-излучения в изучаемой горной породе. Суть метода ГГК-П заключается во взаимодействии с различными веществами гамма-излучения. Благодаря результатам данного метода, можно, в частности определить и плотность горной породы.

Метод ГГК-П позволяет выделять пласты – коллектора, рассчитывать коэффициент пористости K_p и выполнять литологическое расчленение разреза.

Нейтронный метод

Данный метод заключается в облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков

тепловых и надтепловых нейтронов и гамма-квантов, которые образуются в результате захвата нейтронов и ядерных реакций рассеяния.

Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)

ННК-Т основан на облучении горных пород быстрыми нейтронами от ампульного источника и регистрации нейтронов по разрезу скважины, которые замедлились до тепловой энергии в результате взаимодействия с пороодообразующими элементами.

Следовательно, по данным метода ННК-Т можно определять водородосодержание горных пород, которое напрямую связано с пористостью для пластов-коллекторов.

ВИКИЗ

Назначение метода высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований заключается в исследовании пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, которые бурятся на нефть и газ.

Благодаря результатам диаграмм ВИКИЗ в комплексе с петрофизической информацией и данными других методов ГИС можно оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов, определить литологию терригенного разреза, коэффициент нефтегазонасыщения.

Акустический каротаж

Наибольший практический интерес при проведении акустического каротажа представляют два параметра волн – амплитуда и скорость. Таким образом, горные породы, вскрытые скважиной можно изучать как по их затуханию, так и по скорости распространения колебаний.

Резистивиметрия

Под этим методом понимается определение сопротивления в скважине бурового раствора или воды. Регистрация резистивиметрии проводится

аналогично, как в методе КС. Путем эталонировки в жидкости с известным сопротивлением определяется коэффициент резистивиметра.

Полученные данные о сопротивлении бурового раствора или воды в скважине используются для выявления мест подтока подземных вод разной минерализации и для обработки каротажных диаграмм (особенно при БКЗ).

Также, резистивиметрия используется для изучения скоростей фильтрации подземных вод.[8]

5.2. Интерпретация геофизических данных

Основными критериями выбора разреза скважин для анализа являются представительность этого разреза для Казанского месторождения, его хорошая геологическая (исследования керна, проведенные испытания) и геофизическая (полный комплекс методов ГИС, результаты интерпретации) изученность.

Рассмотрим на примере скважины (рисунок 8). Для анализа выбраны интервалы: куломзинской свиты мелового отложения; баженовской, георгиевской и васюганской свиты.

Геофизические исследования скважин, пробуренных в последние годы на Казанском месторождении в масштабах 1:200 и 1:500 проведены расширенным комплексом в составе: стандартный каротаж, ПС, ИК, БК, БКЗ, резистивиметрия, КВ, МКЗ, МБК, ВИКИЗ, ННКТ+ГК, АК. Представленный комплекс ГИС представителен и обоснован для решения задач оценки характера насыщения и определения подсчетных параметров, несмотря на тонкослоистость продуктивных пластов – Ю1(1); Ю1(В); Ю1(2б); Ю1(3-4) в разрезе, приводящую к увеличению погрешностей оценки некоторых геофизических параметров – особенно УЭС коллекторов.

Анализ материалов ГИС проводим в интервале залегания верхне-среднеюрских отложений, представляющих собой чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей и включающих пласты-коллекторы Ю1(1); Ю1(В); Ю1(2б); Ю1(3-4) которые залегают непосредственно под высокоомными битуминозными баженовскими аргиллитами, являющимися надежным геофизическим репером.

Промывочные жидкости на водной основе в интервалах залегания пластов в совокупности со значительной депрессией на стенки скважин обусловили значительное проникновение в проницаемые пласты, что исказило характеристику прискважинной зоны пласта.[8]

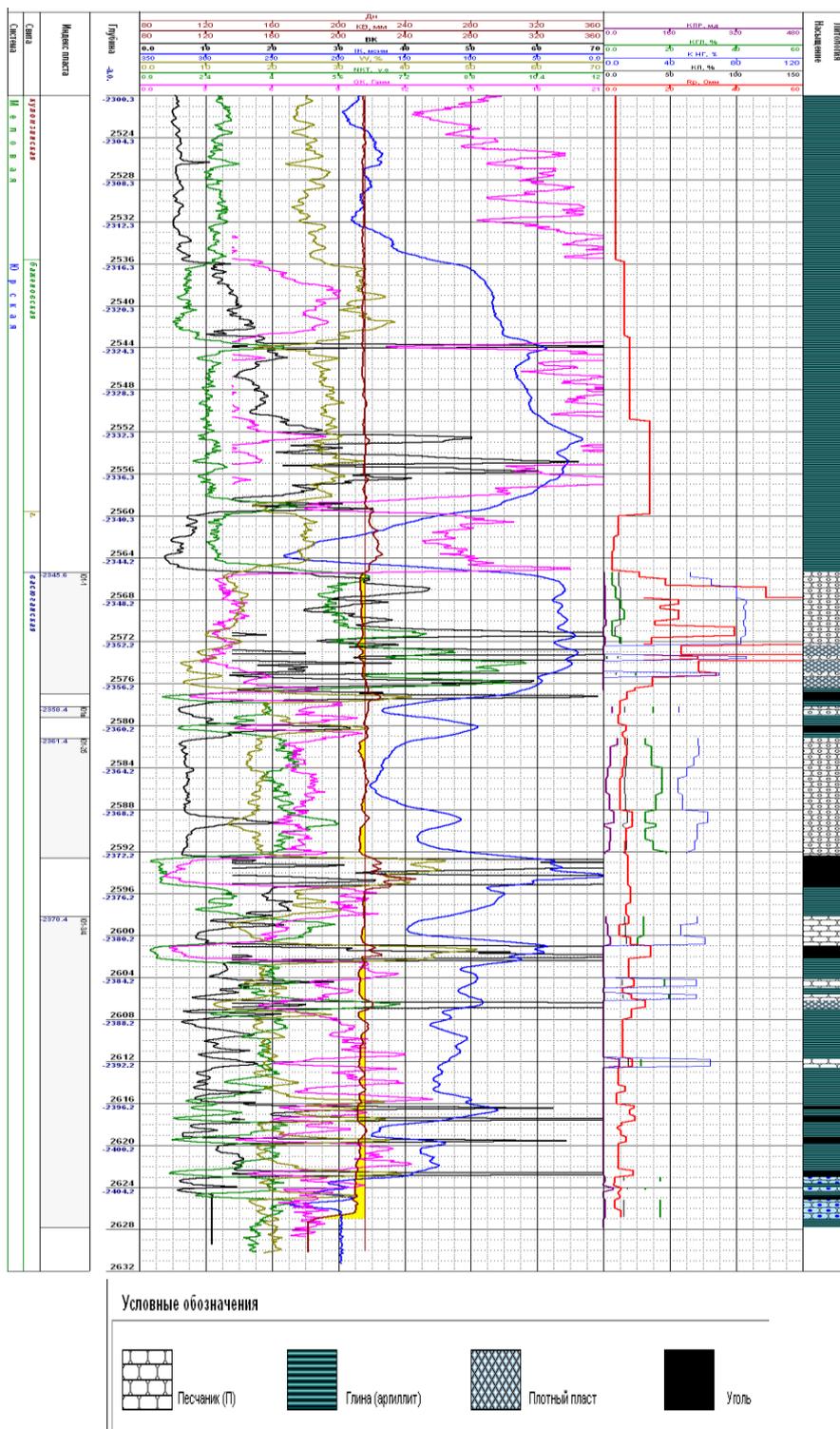


Рисунок 8 - Геолого-геофизический разрез куломзинской, баженовской, георгиевской, васюганской свит. Казанское месторождение.

Результаты анализа данных ГИС на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении.

В разрезе скважины выделены следующие стратиграфические подразделения:

- меловая система 2520.0м – 2535.6м
 - куломзинская свита 2520.0м - 2535.6м
- юрская система 2535.6м – 2632.0м
 - баженовская свита 2535.6м – 2559.6м
 - георгиевская свита 2559.6м – 2565.4м
 - васюганская свита 2565.4м – 2632.0м

Меловая система

Куломзинская свита

Куломзинская свита меловой системы находится в интервале 2520.0м – 2535.6м в относительных единицах и -2300.3м – 2315.9м в абсолютных, общая мощность 15.6м (а.о. 15.6м). Литологически свита характеризуется непроницаемыми глинами (аргиллитами), пласты-коллекторы отсутствуют, в нефтегазовом отношении интереса не представляет.

Глины куломзинской свиты геофизическими методами выделяются низкими сопротивлениями по ИК ($R_{cp}=180$ мсим.), БК ($R_{cp}=6$ ом).

Каверномер «рисует» в пределах номинального диаметра скважины 0.216м.

Юрская система

Баженовская свита

Баженовская свита (интервал 2535.6-2559.6м, а.о. -2315.9 -2339.9м) общей мощностью 24м, представлена глинами, проницаемых песчаных пластов-коллекторов не имеет.

Являясь региональным репером, характерно выделяется аномально высокими значениями радиоактивного метода ГК и аномально высокими значениями сопротивления R.

В средней и подошвенной частях свиты по радиоактивному методу НГК и методами сопротивления проявляются плотные карбонатизированные пропластки.

Георгиевская свита

Георгиевская свита (интервал 2559.6-2565.4м, а.о. -2339.9 -2345.6м) общей мощностью 5.8м.

Увеличение диаметра ствола скважины по каверномеру КВ и резкое уменьшение сопротивления по ИК в большинстве случаев являются характерными свойствами для определения интервала георгиевской свиты.

Васюганская свита

Васюганская свита вскрыта в интервале 2565.4-2632.0м (а.о. -2345.6 - 2412.2м), общая мощность Ноб.=66.6м. Свита представлена следующими пластами: Ю1(1); Ю1(В); Ю1(2б); Ю1(3-4).

Пласт Ю1(1) (2565.4-2576.8м, а.о. -2345.6 – 2357.0м), эффективная мощность Нэф.=7.8м. В интервале пласта заметно уменьшение ствола скважины по КВ вследствие образования глинистой корочки на песчаных пропластках в процессе бурения. В подошвенной части проницаемые песчаные пропластки чередуются с плотными разностями.

Высокое удельное электрическое сопротивление (от 10.8 до 198.1 ом), а особенно характерное сундукообразное отображение сопротивления по ИК и высокое расхождение зондов ВИКИЗ определяют насыщение, как характерное для содержащих углеводороды пластов.

По фильтрационно-ёмкостным свойствам (ФЕС): коэффициент пористости K_p от 8.8 до 12.7 %, коэффициент проницаемости от 0.4 до 5.5 мД, коэффициент глинистости $K_{гл}$ от 1.0 до 9.6%, коэффициент нефтегазонасыщенности от 52.3 до 85.8%. Средневзвешенные значения пласта $K_{p_ср}=11.1\%$, $K_{пр_ср}=2.9\text{мД}$, $K_{гл_ср}=4.1\%$, $K_{нг_ср}=78.8\%$.

Пласт в нефтегазоносном отношении интересен для разработки.

Пласт Ю1(В) (2578.2-2579.0м, а.о. -2358.4 -2359.2м). Пласт отделен от Ю1(1) двумя небольшими угольными пропластками определенными по НГК. Сам коллектор небольшой и значительно отличающийся по геофизическим

методам от вышележащего. Не такое значительное сопротивление (4.9 ом), но достаточно высокое для того, чтобы не быть «водонасыщенным». Эффективная мощность пласта – 0.8 м. По петрофизическим параметрам: $K_p=15.4\%$, $K_{пр}=19.8\text{мД}$, $K_{гл}=15.0\%$, $K_{нг}=45.4\%$.

Пласт Ю1(2б) (2581.2-2592.4м, а.о. -2361.4 -2372.6м). Пласт отделён от Ю1(В) угольным пластом, выделенным по НГК и БК. Интервал пласта монотонен, лишь в нижней части определяется плотный пропласток по увеличению значений НГК и УЭС. Верхняя большая часть по ГИС схожа с вышележащим пластом (УЭС=5.1-7.2 Ом), нижняя часть имеет более высокое сопротивление (УЭС=6.6-8.7 Ом). Эффективная часть пласта – 11.2м. По ФЕС: $K_p=10.3-15.2\%$, $K_{пр}=2.7-32.4\text{ мД}$, $K_{гл}=12.6-18.9\%$, $K_{нг}=44.8-62.7\%$. Средневзвешенные значения свойств пород: $K_{п_ср}=14.1\%$, $K_{пр_ср}=14.9\text{мД}$, $K_{гл}=15.1\%$, $K_{нг_ср}=53.1\%$.

Насыщение пласта можно определить как «возможно продукт».

Пласт заканчивается довольно мощной пачкой угольных пластов характерной высокой каверной по КВ, высоким сопротивлением по ИК и БК, низкими значениями НГК.

Пласт Ю1(3-4) (2598.2-2627.8м, а.о. -2378.4 -2408.2м). Пласт достаточно неоднородный. Глинистая вмещающая разность перемежается с угольными и песчаными пропластками. Лишь в средней части выделен один метровый пласт мощностью 0.8м.

По насыщению пласт Ю1(3-4) разделяется на 2 части. Верхняя часть имеет высокое сопротивление и определена как «возможно продукт». Нижняя часть по резкому уменьшению сопротивления уже считается «водонасыщенной».

Эффективная мощность пласта 7.8м, в интервале «возможно продукт» - 5.0м, в интервале «вода» - 2.8м. Интервал вероятного ВНК 2612.6-2623.0м (а.о. -2392.8 – 2403.2м).

Петрофизические параметры в продуктивном интервале: $K_p=11.6-17.4\%$, $K_{пр}=1.7-37.8\text{мД}$, $K_{гл}=10.2-19.6\%$, $K_{нг}=46.3-64.5\%$; в «водонасыщенном» интервале: $K_p=12.8-16.6\%$, $K_{пр}=3.0-22.3\text{мД}$, $K_{гл}=12.6-17.0\%$.

Усреднённые петрофизические параметры: $K_{п_ср}=14.0\%$, $K_{пр_ср}=12.4мД$, $K_{гл_ср}=13.5\%$, $K_{нг_ср}=55.8\%$.

Общая эффективная мощность свиты $Нэф_общ=27.6м$, в продуктивном интервале $Нэф_прод.=24.8м$, в «водонасыщенном» интервале $Нэф_в=2.8м$.

Все петрофизические параметры пород были рассчитаны по усреднённым уравнениям для пластов-коллекторов территории Томской области.[8]

В интервале васюганской свиты юрской системы выделены следующие плотные и угольные пласты по кривым радиоактивного каротажа (ГК и НГК) и по методам удельного электрического сопротивления (БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ):

- 2572.4-2573.4м - 1.0м - плотный
- 2573.8-2575.0м - 1.2м - плотный
- 2575.4-2576.4м - 1.0м - плотный
- 2576.8-2577.6м - 0.8м - уголь
- 2580.0-2580.6м - 0.6м - уголь
- 2592.4-2595.4м - 3.0м - уголь
- 2601.0-2602.2м - 1.2м - уголь
- 2606.2-2607.0м - 0.8м - плотный
- 2616.2-2616.6м - 0.4м - уголь
- 2617.2-2617.8м - 0.6м - уголь
- 2619.2-2619.8м - 0.6м - уголь
- 2622.4-2623.0м - 0.6м - уголь
- 2624.8-2625.2м - 0.4м - уголь

6. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Анализ данных, как отечественных, так и зарубежных, показывает, что можно создать новые системы разработки нефтяных, газонефтяных и газонефтеконденсатных месторождений с помощью ГС, РГС и многозабойных скважин (МЗС) различных конструкций, что позволит существенно увеличить текущие дебиты за счет увеличения площади фильтрации призабойной зоны и добиться заметного повышения конечных коэффициентов нефтеотдачи путем изменения направления фильтрационных потоков в пласте.

Эффективные системы разработки с помощью ГС, РГС и МЗС могут быть спроектированы как для отдельных залежей, так и для многопластовых месторождений путем применения комбинированного способа размещения вертикальных и горизонтальных скважин.

Геофизическая информация для строительства ГС требуется еще до создания соответствующего индивидуального или группового проекта. Это объясняется тем, что для определения оптимального места заложения ГС нет ничего более объективного, чем промыслово-геофизическая информация по скважинам, пробуренным на участке, где планируется заложение ГС, данные сейсморазведки.

После получения названной информации в достаточном объеме приступают к разработке регламентов бурения, закачивания и эксплуатации ГС, а также способов дальнейшего получения геофизических данных о физических свойствах пласта, границах вмещающих пород, ВНК и ГНК.

На этапе бурения в реальном масштабе времени получают следующие геофизические данные:

- по измерениям текущих значений длины скважины, зенитного и азимутального углов, угла положения отклонителя - текущие координаты ствола;
- о геологических реперах-маркерах с тем, чтобы траекторию ствола «привязать» к конкретной геологической ситуации и постоянно

контролировать положение ствола по отношению к границам вмещающих пород и границам раздела между различными флюидами;

- дополнительные данные о пласте и его неоднородностях по простиранию (в основном по данным геолого-технологических исследований),
- о расстоянии от оси горизонтального ствола до границ вмещающих пород.

По геофизическим данным, полученным на этом этапе, иногда приходится оперативно принимать неординарные технологические решения, отличающиеся от проектных.

После окончания бурения возникает необходимость в детальном геофизическом исследовании вскрытого продуктивного пласта с целью изучения его фильтрационно-емкостных свойств, степени неоднородности и др. Этот третий этап информационного обеспечения производится с помощью скважинных геофизических модулей, доставляемых на забой ГС при помощи различных технических средств и технологий.

Последний, четвертый этап получения геофизической информации приходится на исследования в процессе эксплуатации горизонтального объекта с целью выделения интервалов притока, выяснения причин снижения продуктивности, изменения состава, поддержания оптимального режима работы скважин. Как правило, подобные исследования проводятся комплексной геофизической аппаратурой контроля за разработкой (расходометрия, дебитометрия, термометрия и др.). Исследования проводятся либо в остановленной скважине, либо через специальный лубрикатор в процессе ее эксплуатации.

Информация, полученная в горизонтальных стволах, ценна, так как позволяет изучать межскважинное пространство и чрезвычайно полезна для проектирования последующих объектов с ГС на данном участке месторождения.

Проводке разветвленно-горизонтальных скважин, бурящихся для дополнительного извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, должны предшествовать,

кроме данных ГИС по соседним скважинам, работы по сейсмоакустическому просвечиванию межскважинного пространства или вертикальному сейсмическому профилированию (ВСП) с целью выявления наличия «целиков» нефти, их размеров и пространственного размещения.[10]

Типы профилей горизонтальных скважин

По типу профиля выделяются две группы ГС.

Наиболее рациональным является трехинтервальный профиль (рисунок 9а), где выделяется вертикальный участок 1, участок набора зенитного угла 2 и горизонтальный участок 3. Отклонение от вертикали в плане равно l_0 , которое целиком определяется радиусом искривления R .

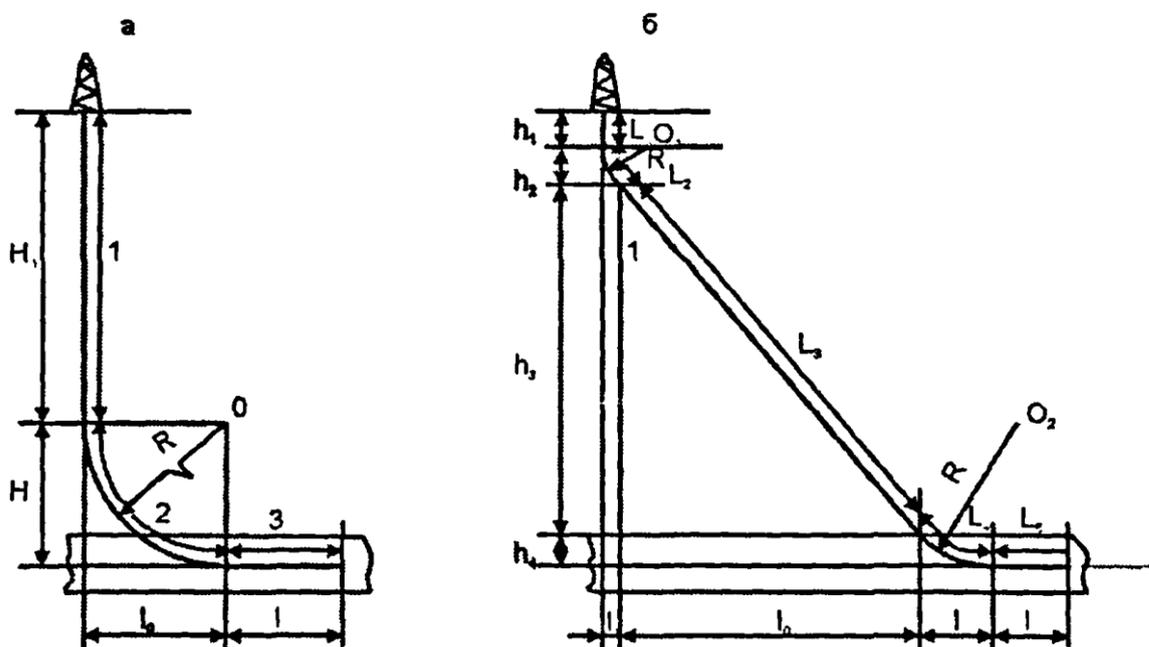


Рисунок 9 - Типы профилей горизонтальных скважин

Различают три типа трехинтервальных профилей ГС: с малым, средним и большим радиусом.

Вторая группа ГС имеет пятиинтервальный профиль (рисунок 9б).

Первый интервал представляет собой участок вертикального бурения, 2 - набора зенитного угла до выхода на 3-ий наклонный ствол L_3 , 4 - участок набора зенитного угла до выхода на 5-ый горизонтальный ствол L_5 . Профили данного типа применяются при необходимости

обеспечения большого отклонения точки вскрытия продуктивного пласта от вертикали, проходящей через устье скважины.

Горизонтальными называются скважины, в которых интервал вскрытия продуктивного пласта стволом скважины более чем в два раза превышает толщину пласта.

Разветвленно-горизонтальными называются скважины, в вертикальной части ствола которых в точках, расположенных выше продуктивного пласта, забуривается несколько наклонных стволов, каждый из которых имеет интервалы вскрытия продуктивного пласта, не менее чем в два раза превышающие его толщину. Каждая РГС должна иметь возможность установления независимого, контролируемого и управляемого режима эксплуатации с помощью технических средств, называемых углами разветвления.[10]

Назначение горизонтальных скважин

Объектами доразведки с помощью ГС и РГС являются:

1. Широкие водонефтяные зоны залежей разрабатываемых нефтяных месторождений, которые эксплуатируются разной сеткой вертикальных скважин. Вертикальные добывающие скважины в водонефтяных зонах из-за конусообразования довольно быстро обводняются и не обеспечивают удовлетворительную выработку запасов нефти. С целью оценки остаточных запасов, уточнения строения локальных участков и выяснения возможности рентабельной эксплуатации остаточной водонасыщенной части пласта различных участков водонефтяных зон залежи рекомендуется пробурить единичные скважины с горизонтальными стволами, проведенные вблизи кровли продуктивного пласта. По результатам геофизических и гидродинамических исследований ГС и их эксплуатации определяются участки для разработки системой ГС и РГС.

2. Водонефтяные зоны залежей вновь вводимых в разработку нефтяных месторождений. Многолетний опыт разработки нефтяных зон залежей показал низкую эффективность их эксплуатации вертикальными скважинами, особенно там, где нефтенасыщенная часть пласта имеет малую

толщину - менее 5 - 7 м. Поэтому с целью уточнения строения продуктивного пласта и сравнения добычных возможностей вертикальных и горизонтальных скважин в этих зонах рекомендуется бурение нескольких разведочных ГС, размещенных на различных его участках, которые будут органически вписаны в систему разработки залежи с помощью ГС и РГС.

3. Залежи нефти, приуроченные к сложно построенным терригенным коллекторам, в которых происходит опережающая выработка запасов нефти из хорошопроницаемых коллекторов, и добывающие скважины работают с обводненностью продукции на 80-90%, а запасы нефти изолированных линз и низкопроницаемых прослоев при существующих сетках вертикальных скважин вырабатываются слабо.

После многолетней эксплуатации скважин и неоднократной перфорации обсадной колонны в продуктивном интервале возникает вопрос о сохранности и качестве запасов нефти в изолированных линзах и низкопроницаемых прослоях. Ответ на этот вопрос может дать лишь бурение нескольких оценочных ГС на эти запасы, с проведением в них комплекса геофизических и гидродинамических исследований.

4. Залежи с небольшими запасами нефти, не вовлеченными в разработку - так называемые «возвратные объекты», в силу изношенности добывающих скважин более целесообразно разрабатывать самостоятельной сеткой скважин. Если их ввод в разработку традиционной технологией пока что является нерентабельным, то применение системы ГС и РГС может быть достаточно эффективным. Поэтому "возвратные объекты" должны быть доразведаны ГС с определением возможности и сроков ввода их в разработку.

5. Остаточные запасы нефти в карбонатных коллекторах с весьма низкими значениями коэффициента нефтеотдачи. За счет быстрого прорыва пластовых вод в добывающие скважины остаточные запасы могут быть значительными, поэтому доразведка и разработка их новой технологией с применением ГС и РГС является первостепенной задачей.

6. Нефтяные оторочки в газовых скважинах, изученность которых чрезвычайно низка. Доразведку нефтяных оторочек следует осуществить ГС с последующим переходом на системы разработки с помощью ГС.

7. Выработанные залежи со значительными остаточными балансовыми запасами. Бурение оценочных ГС позволит определить возможность получения дополнительной добычи нефти из этих ГС.[10]

Особенности геофизических исследований в горизонтальных скважинах

Скважина с горизонтальным или условно горизонтальным окончанием с углами наклона от вертикали менее 55° является разновидностью наклонно-направленной скважины и изучается традиционными средствами и методами. Участок с углами наклона от 55 до 110° принято называть горизонтальным и именно его исследования требуют применения нетрадиционных специальных технологических комплексов и специальных технических средств, а интерпретация полученных данных должна учитывать особенности модели горизонтального пласта.

В условиях ГС наиболее приоритетными при определении границ пластов и уточнения литологических особенностей объекта являются радиоактивные методы.

Перечисленные особенности промыслово-геофизических исследований (ПГИ) о ГС не являются единственными: и в России, и за рубежом интенсивно продолжаются теоретические исследования, математическое моделирование и физическое моделирование, опытно-экспериментальные работы в разнообразных геолого-технологических условиях.

При благоприятных условиях по результатам ПГИ ГС и материалам по соседним скважинам путем детальной корреляции разреза можно построить модель пласта-коллектора. Определить фактические толщины, зоны выклинивания, углы падения пластов, т.е. решить одну из основных задач площадных исследований, возможно лишь с привлечением данных ВСП или сейсмоакустического просвечивания.

Независимо от типа пласта-коллектора, по каждой ГС можно оценить эксплуатационную систему «пласт-скважина» по следующим критериям:

- коэффициент вскрытия (относительная протяженность ГС по пласту-коллектору);
- расстояние до ВПК и наличие гидродинамических экранов между ВНК и ГС;
- эксплуатационная технологичность вертикального профиля ствола (вероятность образования газовых или водяных затворов в процессе эксплуатации).[10]

Автономные системы для геофизических исследований в горизонтальных скважинах на буровом инструменте (система «Горизонт-1»)

Аппаратно-методический комплекс «Горизонт-1» предназначен для исследований наклонно-направленных и горизонтальных нефтегазовых скважин методами инклинометрии (зенитный угол, азимут), электрического (КС, ПС) и радиоактивного (ГК, НГК) каротажа.

АМК «Горизонт» содержит скважинный прибор, состоящий из стеклопластикового корпуса с переводником, батареи питания, блока памяти, зондовых устройств для измерения КС, ПС, ГК, НГК, инклинометрии и блока электроники в защитном титановом кожухе (рисунок 10).

Наземное оборудование состоит из глубиномера, датчика веса бурового инструмента, наземного интерфейса (рисунок 10) и ПЭВМ.

При спуске и подъеме автономного прибора в ПЭВМ записываются время и глубина нахождения прибора в скважине, а после извлечения его на поверхность данные измерений переписываются в ПЭВМ в масштабе глубины.

Каротаж горизонтальных скважин ведется аппаратно-методическим комплексом АМК «Горизонт-1» на бурильных трубах.

Таблица 2 - Технические характеристики комплекса «Горизонт»

Диапазон измерений	
- кажущегося уд. электрического сопротивления (КС). Омм	0-2000+5%
- потенциала собственной поляризации (ПС), В	±0,5±5%
Уровень естественного гамма-излучения (ГК), мкР/ч	0-100
Уровень радиационного гамма-излучения (НГК), имп/мин	0-6000+2%
Азимут, град	0-360+1,5
Зенитный угол, град	0-120*0.3
Габаритные размеры скважинного прибора, мм:	180x8000
Масса скважинного прибора, кг	450

Особенности и преимущества:

- проведение измерений в скважинах, в которых затруднительно или невозможно проводить исследования аппаратурой на кабеле;
- сокращение времени исследования скважин;
- проведение измерений при одних и тех же геолого-технических условиях;
- цифровая регистрация и обработка информации;
- применение для геологической интерпретации автоматизированных систем обработки данных ГИС на базе ПЭВМ.

К недостаткам следует отнести ограниченность комплекса измеряемых параметров для различных геологических условий (например, в условиях терригенных отложениях Западной Сибири).[10]

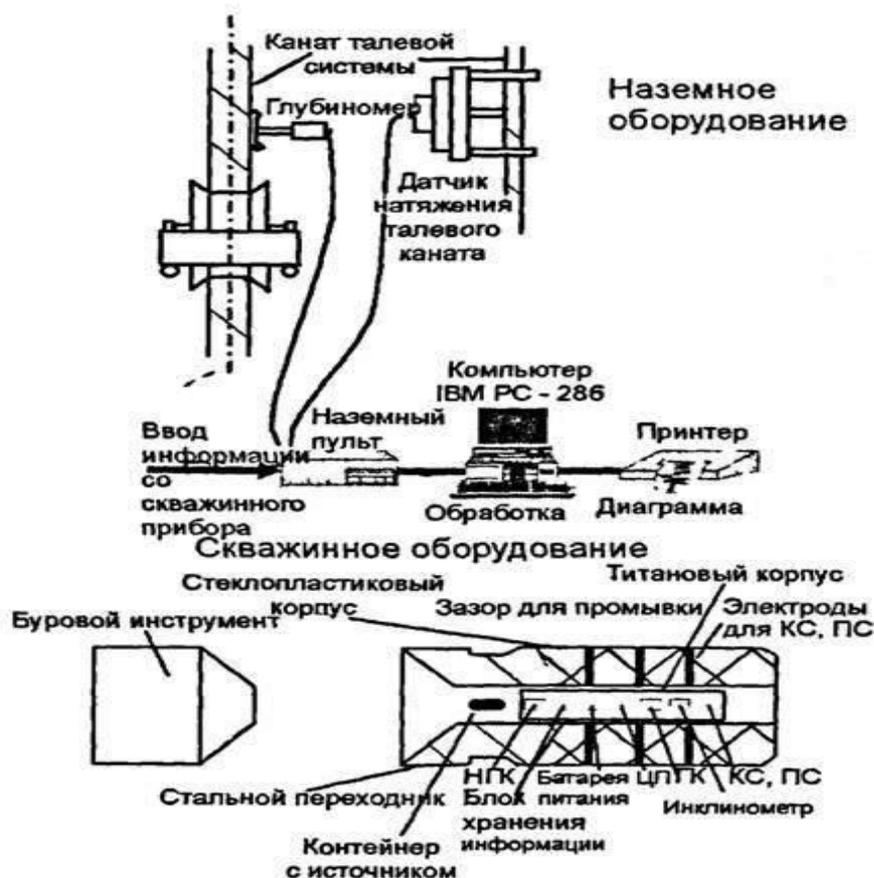


Рисунок 10 - Аппаратурно-методический комплекс "Горизонт-1"

В настоящее время ВНИИГИС ведет разработку модулей АМК «Горизонт», включающих методы акустического каротажа, спектрометрического гамма-каротажа, гидродинамического каротажа и опробования.

Система «Обь»

Анализ недостатков и ограничений автономных систем позволил определить основные условия, выполнение которых позволяют сделать технологию исследований горизонтальных стволов максимально эффективной, а реализующий ее аппаратурно-методический автономный комплекс (АМАК) конкурентоспособным.

АМАК «Оби» разработан специально для исследований скважин Западной Сибири (рисунок 11). В комплексе ГИС использовано высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), учитывая, что индукционный каротаж является достаточно эффективным для низкоомных терригенных разрезов Западной Сибири.

Особенностями АМАК «Обь» является следующее:

- набор применяемых методов ГИС (комплекс исследований) не ограничен и определяется решаемыми задачами путем свободного формирования сборки автономных модулей;
- сборка автономных модулей стандартных скважинных приборов диаметром 73 мм доставляется на забой горизонтальной скважины внутри бурового инструмента, не требуя предварительной проработки скважины;
- измерения в скважине производятся при подъеме бурового инструмента со скоростью 720-750 м/час в заданном интервале глубин (т.е. на первой скорости буровой лебедки) с исключением повторных записей за счет штока обратного хода;
- вес отдельных модулей не превышает 35-60 кг (длина 3-3,5 метра), что не требует специальных погрузочно-разгрузочных и транспортных средств.[10]

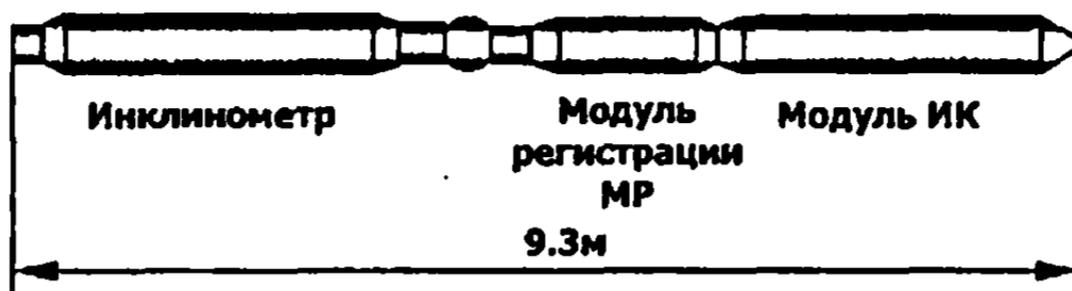


Рисунок 11 - Вариант сборки автономных скважинных приборов, используемых в АМАК "Обь"

Зарубежные забойные телеметрические системы

Забойные телеметрические системы (ЗТС) для измерений в процессе бурения появились с целью получения данных о траектории ствола бурящейся скважины. Кроме инклинометрических параметров в процессе бурения нужно было получать данные о технологических параметрах. Также необходимы сведения о геологической ситуации – о реперах-пластах, по которым можно «привязать» траекторию к конкретной геологической ситуации и провести ствол в наиболее рациональном «коридоре». Так в составе MWD-системы появились геофизические зонды, сначала естественного гамма-каротажа (ГК), а затем и зонды для измерения электрического сопротивления горных пород

(токовый каротаж (ТК), боковой каротаж (БК), акустический каротаж «АК»), радиоактивный каротаж (РУ) и электрический каротаж (ЭК)).

MWD-система – это инклинометр либо в чистом виде, либо с одним (ГК) или двумя геофизическими (БК+ГК) и технологическими датчиками, способными «привязать» ствол к геологической ситуации.

LWD-система – это комплекс (инклинометрия+зонды РК, ЭК, АК и др.), способный заменить или сократить до минимума промыслово-геофизические исследования после бурения ГС (рисунок 12).

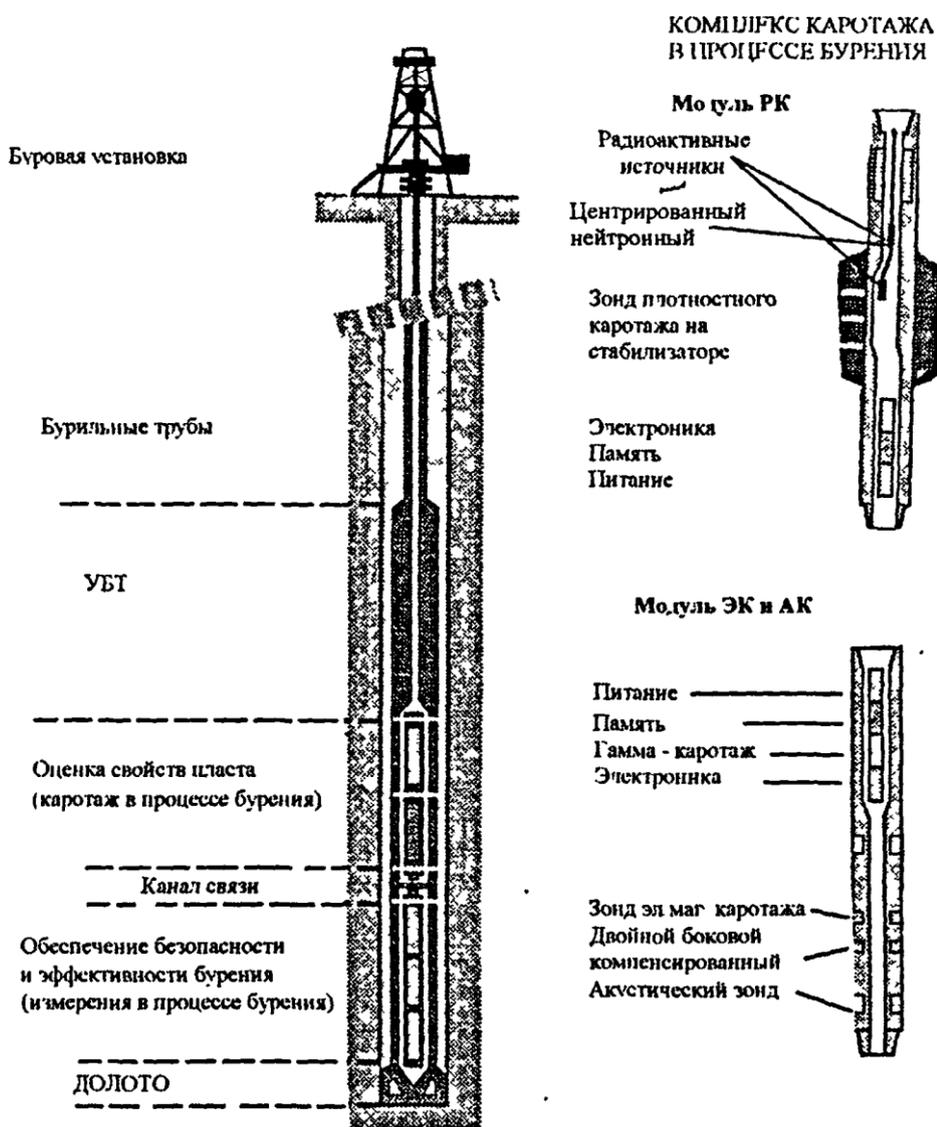


Рисунок 12 – Примерная модель построения зарубежных комплексов каротажа в процессе бурения (системы LWD)

В заключение можно сказать, что окончательную интерпретацию ГИС представляется возможным выполнять по данным, полученным при помощи аппаратно-методических комплексов для ГИС в горизонтальных скважинах и по данным, полученным с забойных телеметрических систем (в процессе бурения).

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Проектируемые геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав ООО “Томскгазпромгеофизика”. Предприятие обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Офис предприятия находится в г. Томске.

Смета расходов на проектируемые работы

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

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.

Таблица 3 - Виды и объёмы проектируемых работ по проекту.

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине, м	В интервале, м	
				кровля	подошва
Каротаж кондукторов в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N	1:500	1100	0	1100
2	Кавернометрия	1:500	1100	0	1100
Каротаж в открытом стволе					
1	Стандартный каротаж зондом А2,0М0,5N; ПС	1:500	2836	1100	2836

2	Стандартный каротаж зондами А2,0М0,5N; N11М0,5N; ПС	1:200	2836	1100	2836
3	Кавернометрия	1:500	2836	1100	2836
4	Боковой каротаж (БК)	1:200	2836	1100	2836
5	Индукционный каротаж (ИК)	1:200	2836	1100	2836
6	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2836	1100	2836
7	Резистивиметрия	1:200	2836	1100	2836
Каротаж в обсаженном стволе					
1	Гамма каротаж (ГК)	1:500	2836	1100	2836
2	ННК-НТ	1:500	2836	1100	2836
3	Гамма каротаж (ГК)	1:200	2836	1100	2836
4	ННК-НТ	1:200	2836	1100	2836
5	Термометрия	1:200	2836	0	2836
Работы в обсаженном стволе					
1	Гамма-каротаж (ГК)	1:200	2836	в продуктивном интервале	
2	Перфорация		2836	в продуктивном интервале	
Контроль параметров бурения и газовый каротаж					
1	Контроль параметров бурения и газовый каротаж	Проводится на всей продолжительности бурения скважины			
			2836	0	2836
Контрольно-интерпретационные работы					
1	Контрольно-интерпретационные работы		2836	0	2836

СПК – 59 608 м.

Проезд до места исследований вертолётным транспортом.

Тех. дежурство – 12 ч.

Интерпретация – 50% от стоимости полевых работ.

В качестве нормативного документа был использован справочник по сметным нормам времени (СНВ) на промыслово-геофизические исследования в скважинах.[8]

Расчет затрат времени на каротаж

Расчет затрат времени (таблица 4) проводился на основании временно-действующих норм времени, утвержденных 20 сентября 2009 г. Кожаном В.В. Расчет времени относится к исследованиям в одной скважине.

Таблица 4 - Расчет затрат времени

Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Стандартный каротаж	м	2836	3	мин/100м	85,1
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
ПС	м	2836	3	мин/100м	58,1
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	2836	3,7	мин/100м	104,9
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
Боковой каротаж (БК)	м	1736	3,3	мин/100м	57,3
Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	1736	4,1	мин/100м	71,2
Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
РК(ГК, ННК-НТ)	м	2836	30	мин/100м	850,8
РК(ГК, ННК-НТ)	м	1736	10,2	мин/100м	177,1
Вспомогательные работы при РК	опер	1	87,5	мин/опер	87,5
Резистивиметрия	м	1736	3	мин/100м	52,1
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
СПК	м	59 608	1,18	мин/100м	1332,3
ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
Проезд	км	530	0,5	мин/км	265
Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
Итого	На запись диаграмм:				2126,2
	Всего:				4252,4

Всего на одну скважину – 35,8 ч;

На комплекс – 70,8 /7≈ 10 смен.

Расчет коэффициента загрузки, обоснование количества отрядов, расчет продолжительности выполнения каротажных работ

Расчет коэффициента загрузки каротажного отряда, количества отрядов, продолжительности и выполнения работ осуществляется по формуле:

$$n = O / (P_{\text{мес}} \cdot T);$$

Где O – объем работ, физ.ед;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T – условное время выполнения работ, мес;

n – коэффициент загрузки отрядов;

$$n = 59608 / (1 \cdot 16280) = 0.7 \text{ (достаточно одного отряда)}$$

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{см}} \cdot C;$$

$$P_{\text{см}} = O / N;$$

Где $P_{\text{см}}$ – производительность труда за смену;

C – количество смен в месяце;

N – затраты времени на весь процесс каротажа

O – объем работ, физ.ед;

$$P_{\text{см}} = 59608 / 35,8 = 1665 \text{ м/ч};$$

$$P_{\text{мес}} = 1665 \cdot 14 = 23305 \text{ м/мес};$$

Расчет затрат труда и квалификационный состав партии

Данный расчет выполняется по справочнику СНВ-84, берется типовой состав, который корректируется в соответствии с условием и опытом работ, итогом является квалификационный состав каротажной партии.

K_p – 1,7; северный коэффициент – 50%;

Таблица 5 - 3/п промыслово-геофизической партии

Статьи зарплат	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф- нтов	Премия %	Итого (+премия) руб.
Начальник партии	12700	1,7	1,5	32385	70	55055
Геофизик	9600	1,7	1,5	24880	70	42296
Каротажник	8100	1,7	1,5	20655	70	35114
Машинист подъемника каротажной станции	7200	1,7	1,5	18360	70	31212
ИТОГО				92680		163677

Поэтапный план

Поэтапный план составляется, для того чтобы уже на стадии планирования организаторы и инвесторы знали, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило за квартал) и какими результатами они завершатся.

Первый аванс на производство работ по проекту поступит на расчетный счет в соответствии с договором, тогда как последующие авансы перечисляются на основании акта обмера работ за предыдущий квартал. Таким образом поэтапный план представляет собой таблицу, где указаны: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ.

Таблица 6 - Поэтапный план

Дата		№ скв .	Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец			
1	2	3	4	5
25. 01. 16.	31. 01. 16.		Проектно-сметные работы	Создание проекта
01. 02. 16.	29. 02. 16.	7	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ

01. 03. 16.	05. 03. 16		Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
05. 03. 16.	18. 05. 16.		Полевые работы	Получение геофизических данных по скважине
05. 03. 16.	18. 05. 16.		Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
18. 05. 16.	23. 05. 16.		Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
18. 05. 16.	20. 05. 16.		Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
01. 12. 16.	31. 12. 16.		Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту необходимы денежные силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Таблица 7 - Расчёт суммы основных расходов по видам работ

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1.	Стандартный каротаж	м	2836	22,6	руб/100 м	640,94	3,38	1,2	2599,653
2.	Вспомогательные работы при стандартном	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,2617

	каротаже								
3.	Кавернометрия	м	2836	22,91	руб/100 м	649,73	3,38	1,2	2635,305
4.	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,15	960,8275
5.	Термометрия	м	1736	22,91	руб/100 м	397,72	3,38	1,2	1613,152
6.	Вспомогательные работы при термометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,38	1,15	960,8275
7.	Боковой каротаж (БК)		1736	24,83	руб/100 м	431,05	3,38	1,2	1748,339
8.	Вспомогательные работы при БК	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,2617
9.	Индукционный каротаж (ИК)	м	1736	27,53	руб/100 м	477,92	3,38	1,2	1938,444
10.	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295,4	руб/опер	295,4	3,38	1,15	1148,22
11.	Резистивиметрия	м	1736	22,6	руб/100 м	392,34	3,38	1,2	1591,331
12.	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,38	1,15	936,2617
13.	СПК	м	11290 8	7,34	руб/100 м	8287,45	3,38	1,75	49020,27
14.	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573,35	руб/опер	573,35	2,93	1,15	1931,903
15.	Проезд	км	530	15,49	р/км	8209,7	1,51	1,15	14256,14
16.	Тех дежурство	парт- ч	12	257,7	р/парт-ч	3092,4	2,28	1,15	8108,273
17.	Итого:								90 893,1

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 90 893,1 рублей. Учитывая стоимость каротажных исследований в одной скважине, общая

стоимость полевых каротажных работ выполняемых комплексной партией (в 2 скважинах) будет составлять 181 786,2 рубля.

При использовании каротажных автомашин Урал-4320 затраты на расход топлива при выполнении работ в одной скважине составляют 14268,1 руб. Расчёт проводится на основе нормы расхода горючего при переездах и при стационарной работе. Топливо, израсходованное на 2 скважинах –28 516,2 рубля.

Контрольно интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 90 893,1 рублей.

Стоимость полевых работ выполняемых комплексной партией (с учётом ГСМ и контрольно интерпретационных работ) составляет 301 196 рублей.

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

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках проекта предусмотрено выполнение комплекса геофизических работ на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении. В административном отношении Казанское нефтегазоконденсатное месторождение находится в южной части Томской области на территории Парабельского района. Ближайшим крупным населённым пунктом является село Пудино, расположенное в 35 км севернее месторождения на реке Чузик, которое имеет аэропорт, причал, почту, больницу, школу и лесозавод. В 5 км к востоку от него находится город Кедровый. Расстояние от месторождения до областного центра – города Томска – составляет около 325 км.

Для целостного представления обо всех выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте и связи их с запроектированными видами работ составлена обобщающая таблица. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проведена с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 01.08.2004г.)» [N].

Название вредных и опасных производственных факторов должны соответствовать данной классификации. Определенные характерные для данного проекта виды ОВПФ, в зависимости от уровня их воздействия на данном рабочем месте, условно отнесены к вредным, или опасным производственным факторам (таблица 8).[13]

Таблица 8 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Методы электрического каротажа	1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	1. Электрический ток; 1. Движущиеся машины и механизмы	ГОСТ 12.1.019-79 [N] ГОСТ 12.1.030-81 [N] ГОСТ 12.1.038-82 [N]
2. Методы	2. Тяжесть и	производственног	

акустического каротажа	напряженность физического труда	о оборудования;	СНиП 21-01-97 [N]
3. Методы радиоактивного каротажа	3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	2. Пожарная и взрывная опасность	ГОСТ 12.1.004-91 [N]
4. Резистивиметрия	4. Превышения уровня ионизирующих излучений		ГОСТ 12.4.125-83 [N]
5. Кавернометрия			ГОСТ 12.1.003-83 [N]
6. Термометрия			ГОСТ 12.2.003-91 [N]
7. Работа с лебедкой каротажного подъемника	5. Превышение уровня шума		НРБ-99 [N]
8. Спуск-подъемные операции	6. Недостаточная освещенность рабочей зоны		ОСПОРБ – 99/2010 [N]

Производственная безопасность при проведении геофизических работ.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

При проведении полевых работ несут опасность поражения электрическим током токонесущие элементы каротажной станции (подъемник, лаборатория и скважинные приборы).

Причинами поражения электрическим током могут послужить: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [N], ГОСТ 12.1.019-79 [N], ГОСТ 12.1.038-82 [N]).[18]

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии.

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

При проведении камеральных работ существует опасность поражения электрическим током при работе с компьютером. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями.

Статическое электричество отрицательно действует на организм человека. Длительное воздействие обуславливает профессиональные заболевания, особенно нервной системы. Кроме того, статическое электричество - одна из причин возникновения взрывов и пожаров.

Основные направления защиты от статического электричества предусматривают предотвращение возникновения электрических зарядов или ускорение стекания зарядов с наэлектризованной поверхности. Ускорению снятия зарядов способствует заземление оборудования, увеличение относительной влажности воздуха и электропроводности материалов с помощью антистатических добавок и присадок.[17]

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ12.4.125-83 [N], ГОСТ 12.2.003-91 [N]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (перчатки с полимерным покрытием, каска защитная, обувь с жестким подноском, очки защитные, костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических материалов с маслостойкой пропиткой). Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Пожарная и взрывная опасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03 [15]), помещения с и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные):

твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).[20]

В основу концепции обеспечения пожарной безопасности объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть положена приоритетность требований, направленных на обеспечение безопасности людей при пожаре, по отношению к другим противопожарным требованиям.

Общие принципы обеспечения пожарной безопасности объектов обустройства нефтяных и газовых месторождений разрабатываются на основе положений и требований Федерального закона от 21 декабря 1994 г. №69-ФЗ «О пожарной безопасности» [N], Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [N], ГОСТ 12.1.004-91 [N] и ГОСТ Р 12.3.047-98 [N].

Электрооборудование, размещаемое во взрывоопасных зонах, должно иметь необходимый уровень взрывозащиты.

На нефтяных и газовых месторождениях необходимо предусматривать системы контроля, управления и противоаварийной защиты технологических процессов, предназначенные для своевременного выявления возникновения возможных пожароопасных аварийных ситуаций и предотвращения их развития.

Требования к огнестойкости зданий и сооружений, а также эвакуационным путям и эвакуационным выходам должны определяться в соответствии с требованиями СП 2.13130.2009 [N] и СП 1.13130.2009 [N].

Объекты нефтяных и газовых месторождений должны иметь источники противопожарного водоснабжения для тушения пожаров. В качестве источников противопожарного водоснабжения могут использоваться естественные и искусственные водоемы, а также внутренний и наружный водопроводы (в том числе питьевые, хозяйственно-питьевые, хозяйственные и противопожарные). Сеть объединенного водопровода должна обеспечивать

расчетный расход воды с учетом хозяйственно-питьевых нужд и целей пожаротушения. Резервуары и водоемы с запасами воды на цели наружного пожаротушения и наружное противопожарное водоснабжение должны отвечать требованиям СП 8.13130.2009 [N].

Данный порядок должен быть предусмотрен планами ликвидации аварий и планом пожаротушения.[22]

Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом. Температура колеблется от минус 45–50 оС зимой до плюс 35 оС летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет –20 оС, весной –8 оС, летом +15 оС, осенью +8 оС.

Высота снежного покрова зимой в понижениях рельефа достигает 1,5 м, на водоразделах 0,5–0,6 м. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая. Глубина промерзания грунта составляет 1,8–2 м и более, на заболоченных участках – не превышает 0,4 м.

Среднегодовое количество осадков составляет 400–500 мм. Основная часть осадков (до 90%) выпадает в период с апреля по октябрь, чаще всего в виде дождей. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам-плывунам, залегает на глубине 2–20 метров.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.

Основным вредным фактором является воздействие низкой температуры, главным образом воздействие атмосферного воздуха, что может привести к обморожению. Обморожению способствуют неблагоприятные физические факторы: ветер, влажный воздух, длительное воздействие холода, плохая защита тела одеждой, сдавливание конечностей тесной обувью. Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно.

Геофизические исследования в скважинах запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

Тяжесть и напряженность физического труда

Согласно Р 2.2.2006-05 [N] класс условий труда оценен как «вредный».

Работы, предусматриваемые данным проектом, будут выполняться полевой каротажной партией, состоящей из четырех человек. Специфика ГИС в том, что производственный процесс каротажа - процесс непрерывный, длительный и утомительный. Условия труда, в данном случае, отличаются высокой сенсорной, монотонной и эмоциональной нагрузкой. Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Кроме того, и бытовые и природные полевые условия отражаются на физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению, что в конечном итоге сказывается на результате работы и качестве полевого материала.

Для профилактики утомления предусмотрены технические, медико-биологические и организационные мероприятия: механизация и автоматизация трудоемких работ, своевременное прохождение профилактических медицинских осмотров, применение рациональных режимов труда и отдыха и т.п.

Начальник каротажного отряда должен своевременно организовывать пересмены внутри отряда, во время непрерывного процесса исследований.

Для полноценного отдыха после каротажа геофизическая база должна

располагать необходимыми удобствами: баней, по возможности бытовой и электротехникой.

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

К ним можно отнести повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания — весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле - августе.

Превышение уровня ионизирующих излучений

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах, в данном комплексе методов используется прибор комбинированный радиоактивного каротажа АРК - 73. Источниками излучения служат плутоний - бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой ожог, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятностные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).[24]

Облучение источниками ионизирующего излучения может быть внешним и внутренним. Внутреннее облучение более опасно, чем внешнее, т.к. попавшие внутрь организма радиоактивные вещества подвергают непрерывному облучению незащищенные роговым слоем внутренние органы до тех пор, пока они не выведутся из организма.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от гамма-излучения и нейтронного излучения (ОСПОРБ – 99/2010 [N]).[25]

Таблица 9 - Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ-99)[N]

Нормируемые документы	Пределы доз	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150 мЗв	15 мЗв
Коже	500 мЗв	50 мЗв
Кистях и сапогах	500 мЗв	50 мЗв

Для защиты от гамма-излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём пересчёта. Суммарная доза за рабочий день определяется как сумма доз, полученных при каждой операции - получении источника излучения, его переноски, установки в скважинный прибор и т.д.

Радиоактивные вещества хранят в специальных хранилищах, в переносных контейнерах, которые находятся, в зависимости от активности радиоактивного вещества, в специальных колодцах. Внутри хранилища, а также снаружи излучение не должно превышать предельно допустимых величин.

Транспортирование источников ионизирующих излучений производится только в специальных контейнерах в зависимости от вида излучения. Контейнеры жёстко закреплены в задней части подъемника.[24]

Повышенный уровень шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний.[14]

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны в соответствии со СНиП 23-05-95) [N] приведены в таблице 10. Осветительным прибором является лампа накаливания.

Таблица 10 - Нормы искусственного освещения

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост зумп промывочной жидкости	10
Стены	500
Рабочий стол	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.[29]

Экологическая безопасность при проведении геофизических работ

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями в данном разделе предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр и окружающей природной среды от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой месторождения.

Охрана атмосферного воздуха. Фоновые концентрации загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферном воздухе в районе месторождения значительно ниже установленных нормативов ПДК для населенных мест.

Источниками возможного выделения и выбросов в атмосферу ЗВ при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте газа и конденсата являются: устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, газосборные сети; при подготовке газа - технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы.

Мероприятия по защите воздушного бассейна предусматривают полную герметизацию всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов, исключающую постоянные сбросы газа в атмосферу. Оборудование выбирается с учетом взрывоопасности и токсичности продуктов. На случай превышения давления, сверх предусмотренного режимом, оборудование оснащено предохранительными клапанами с выбросом газа на факел.

Автоматизированная система управления технологическими процессами обеспечивает отключение отдельных установок в предаварийных ситуациях, что предупреждает аварийные выбросы газа и жидкости.[16]

Охрана водной среды. При разработке месторождения негативное воздействие на водную среду возможно при строительстве и эксплуатации площадных объектов, устройстве подводных переходов водотоков трубопроводами, строительстве автодорог и мостов, бурении скважин на кустовых площадках, использовании подземного водозабора и сбросе сточных вод.

При строительстве подводных переходов трубопроводами нарушается естественный рельеф поймы и русла водотоков, вырубается лес в водоохраных зонах.

Для промывки и гидроиспытаний трубопроводов предусматривается забор воды из поверхностных водоемов.

При строительстве дорог, возможно, нарушение поверхностного стока насыпями с образованием вдоль трасс подпрудных озерков - очагов заболачивания.

Забор воды из подземных вод предусматривается при бурении эксплуатационных скважин. Для обеспечения водой хозяйственно - питьевых и технологических нужд при бурении скважин на каждой кустовой площадке необходимо бурение артскважины.

Санитарно - эпидемиологическая защищенность источника хозяйственного водоснабжения подземного водозабора обеспечивается тремя поясами зоны санитарной охраны водоисточников.

Гидрографическая сеть представлена рекой Чузик, правым притоком которой является река Казанка, образующаяся в результате слияния рек Большая и Малая Казанка. Реки являются равнинными со спокойным и извилистым руслом. Ширина рек составляет порядка 5–7 м. Основной источник питания рек - атмосферные осадки и болотные воды, которые составляют около 90% годового стока. Река Чузик в период половодья судоходна для мелких барж до поселка Пудино. Притоки Большая и Малая Казанка являются мелководными и только в период паводков могут быть доступны для плавсредств с небольшой осадкой. Берега рек заболочены и сильно залесены. Вскрытие рек происходит в мае, ледостав – в октябре–ноябре. Продолжительность открытой воды составляет в среднем 160 суток. Уровень грунтовых вод, приуроченных к пескам-пльвунам, залегает на глубине 2–20 метров. В течение года паводки наблюдаются дважды: весной, в связи с таянием снега и осенью, в период частых дождей.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 21 ноября 2007 г. N 800 "О внесении изменений в некоторые постановления Правительства Российской

Федерации по вопросам, связанным с регулированием водных отношений", в водоохраных зонах устанавливается специальный режим хозяйственной деятельности для предотвращения загрязнения, засорения и истощения вод. После окончания строительных работ прибрежные участки восстанавливаются, берега укрепляются.

Выполнение предусмотряемых природоохранных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и снизит негативное воздействие разработки месторождения на водную среду.[34]

Охрана земель, лесов, флоры и фауны. Размещение скважин на кустовых площадках и прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре позволяет локализовать возможное негативное воздействие на ограниченных площадях.

Почв, пригодных для сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. При строительстве кустовых оснований снятие плодородного слоя нецелесообразно ввиду развития на площади месторождения болотно - подзолистых и болотных типов почв.

Негативное воздействие на почвенно - растительный покров при разработке месторождения проявится в механическом нарушении почвенно - растительного покрова, сведении растительности и повреждении почвенного покрова на отводимых землях, замене естественных почвенных горизонтов на минеральные грунты при отсыпке кустовых площадок, насыпей автодорог, промплощадок.

Отрицательное воздействие объектов месторождения может проявиться в изменении инженерно - геологических условий грунтов. Отсыпка и планировка промплощадок могут привести к изменению термовлажностного режима подстилающих грунтов, приводящему к морозному пучению переувлажненных грунтов, неравномерной осадке и деформации производственных зданий.

Мероприятия по снижению деформаций оснований сооружаемых объектов от морозного пучения предусматривают поверхностный водоотвод, понижение уровня грунтовых вод глубоким дренажем, устройство водонепроницаемых экранов, выбор свайных конструкций фундаментов с

заглублением в устойчивые грунты. Негативное воздействие строительства и эксплуатации трубопроводов приводит к нарушению естественного теплового баланса грунтов, изменению глубины сезонного промерзания -оттаивания и возникновению неблагоприятных процессов - пучения и просадки грунта. Для предупреждения процессов пучения и просадки грунта при строительстве трубопроводов предусматривается замена грунтов.

Предусматриваемые мероприятия по охране земель, лесов, флоры и фауны территории месторождения позволят минимизировать негативное воздействие на окружающую природную среду.

Конструкция и технология проводки скважин обеспечивает надежную герметизацию водоносных и нефтегазоносных горизонтов, предотвращающую межпластовые перетоки и загрязнение подземных вод.

Качественная изоляция проницаемых пластов в затрубном пространстве устраняет возможность перетоков жидкости или газа из одного объекта в другой или в атмосферу, предотвращая ухудшение коллекторских свойств пластов. Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного заколонного пространства проверяется опрессовкой. Для предупреждения возможного фонтанирования эксплуатационных скважин вскрытие пластов проводится с установкой превенторов - противовыбросовых устройств, устанавливаемых на устье скважин.

Исключение возможности прорыва газа из газовой части залежей обеспечивается ограничением и регулированием депрессии на продуктивный пласт.[23]

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - состояние, при котором в результате возникновения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде.

Различают чрезвычайные ситуации техногенного, природного, биолого-социального и социального, экологического, военного характера.

Согласно классификации ЧС наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на нефтяном месторождении при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы:

- До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину.
- Буровое оборудование должно быть исправным.
- На скважине должен быть установлен превентор.
- Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.
- Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы. Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противofонтанной службы. При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противofонтанной и пожарной службе.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Для профилактики выбросов партией должны проводиться тренировки.[8]

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика», как правило это начальника партии.

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

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

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтирования лубрикаторного оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не менее 2/3 разрывного

усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон.[38]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования скважин для уточнения границ нефтенасыщенности на Казанском месторождении (Томская область).

Проектные скважины нацелены на изучение продуктивного горизонта Ю-1 Казанского месторождения. Для изучения двух проектных скважин был выбран и обоснован следующий комплекс методов:

Стандартный каротаж, боковое каротажное (электрическое) зондирование (БКЗ, БЭЗ), ВИКИЗ, боковой каротаж (БК), микрозондирование (МКЗ), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (КВ), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), акустический каротаж (АК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П), резистивиметрия, инклинометрия.

Данный комплекс ГИС обеспечит решение геологических задач: литологическое расчленение, выделение коллекторов, ФЕС пластов. Провели анализ продуктивных пластов Ю1(1), Ю1(В), Ю1(2б), Ю1(3-4). Все пласты отделены угольными пропластками.

Обоснование комплекса геофизических методов, а также их методика учитываются на основании проведенных ранее промыслово-геофизических исследованиях.

В специальной главе мной проведены исследования которые показывают, что можно создать новые системы разработки нефтяных, газонефтяных и газонефтеконденсатных месторождений с помощью ГС, РГС и многозабойных скважин (МЗС) различных конструкций, что позволит существенно увеличить текущие дебиты за счет увеличения площади фильтрации призабойной зоны и добиться заметного повышения конечных коэффициентов нефтеотдачи путем изменения направления фильтрационных потоков в пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волкова В.С., Архипов С.А., Бабушкин А.Е. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. – 246 с.
2. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001, 163 с.
3. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, СОРАН, ИГИиГ, 2002.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2003 г.
5. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РСН, филиал «ГЕО», 2000, 480с.
6. Богачев С.В. Вараксин В.В. и др. Проект разведки Казанского газоконденсатного месторождения. ОАО «Газпром», ОАО «Востокгазпром», ОАО «Томскгазпром», Томск, 2003.
7. Авторский надзор за выполнением проектных решений по ОПР Казанского месторождения. – Томск: НИ ТПУ, 2009. – 76с.
8. Пособия ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» для стажеров.
9. Технологическая схема разработки Казанского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области по состоянию на 01.01.2012 г. – Томск: ОАО «Томскгазпром», 2012 г. – 256 с.
10. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. Геофизические исследования горизонтальных скважин. Санкт-Петербург, 2001, 298 с.
11. Акопов Н.Б. Техника безопасности при проведении промысловых геофизических работ. - М.: Недра, 1973 г. - 235 с.

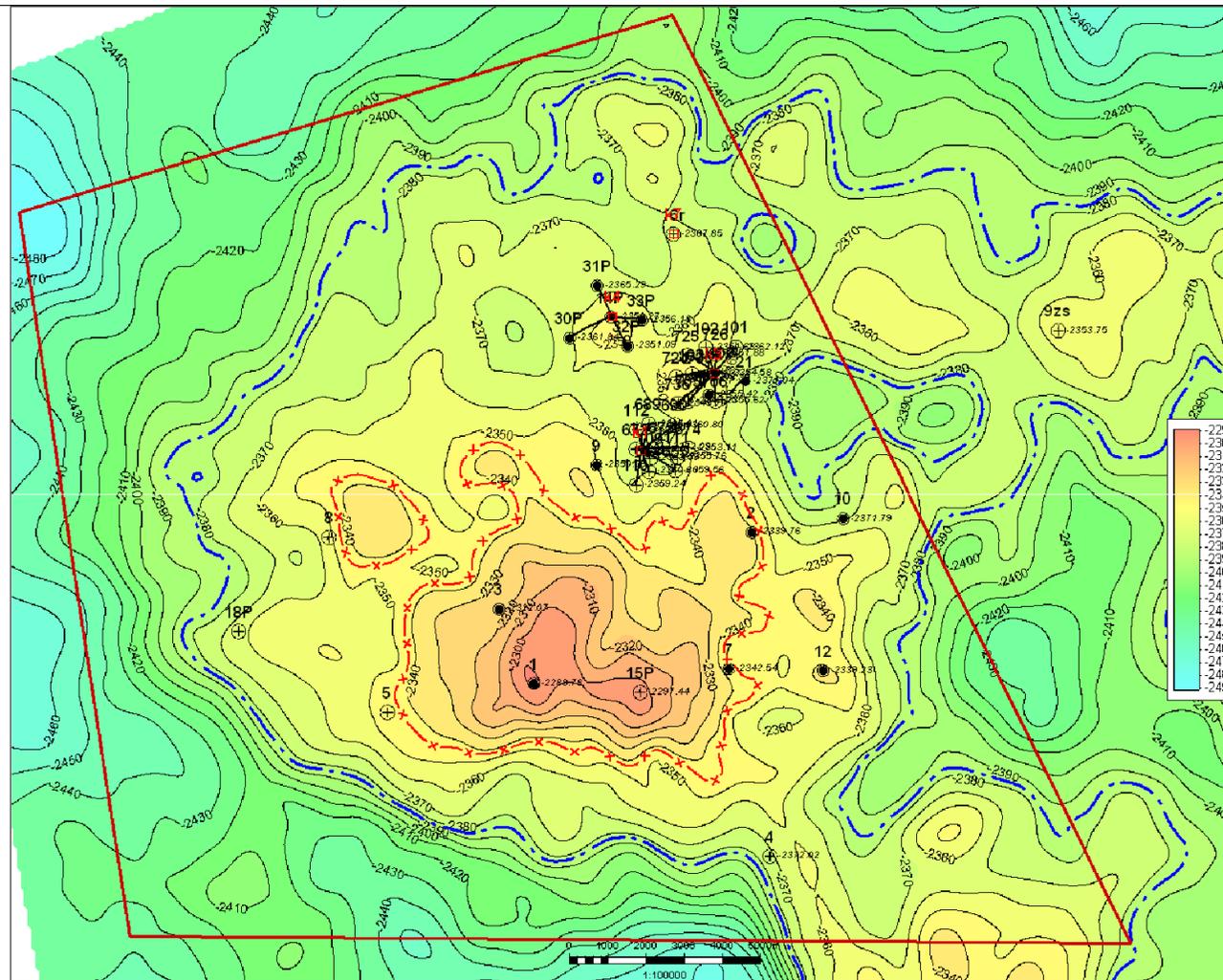
12. ГН 2.1.6.1338-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
13. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
14. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
16. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
17. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
19. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
20. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ Р 12.3.047-98 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
23. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
24. НРБ-99. Нормативы радиационной безопасности.
25. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99/2010).
26. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) Утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 июля 2002 г. № 204.
27. Р 2.2.2006-05 Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса.

28. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.
29. СНиП 23.05.95. Естественное и искусственное освещение.
30. СП 1.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Эвакуационные пути и выходы.
31. СП 2.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Обеспечение огнестойкости объектов защиты.
32. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
33. СП 8.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности.
34. СП 2.1.5.1059-01. Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения.
35. СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий.
36. ФЗ № 69 «О пожарной безопасности».
37. ФЗ № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
38. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 2

Структурная карта по кровле пласта Ю₁²



Приложение 3

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю₁²

