

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение Геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований в скважинах с целью определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 553.98:550.832-047.74 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Геймбух Кирилл Максимович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тимкин Т.В.	к.г.-м.н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко М.М.	д.ф.-м.н.		

Томск – 2018 г.

Планируемые результаты обучения

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь 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 (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-исследовательской деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9).

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться 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 (P10), 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 (11).

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

Школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)

Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ М.М. Немирович-Данченко
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Геймбуху Кириллу Максимовичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований в скважинах с целью определения коллекторских свойств продуктивных горизонтов на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

05 марта 2018 г. № 1481/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30 мая 2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследований – разведочная скважина на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении. Материалы собраны при прохождении производственной преддипломной практики на предприятии ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика». Опубликованная и фондовая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Географо-экономический очерк района работ. 2. Геологическое строение и геолого-геофизическая изученность района. 3. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет. Физические и фильтрационно-емкостные свойства пласта-коллектора М (кора выветривания) 4. Проектная часть. Выбор участка работ и ФГМ

	<p>объекта.</p> <p>5. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.</p> <p>6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение.</p> <p>7. Обработка и интерпретация геофизических данных.</p> <p>8. Анализ методик интерпретации типичного комплекса геофизических методов для Западной Сибири для сложных коллекторов трещинно-кавернозного типа.</p> <p>9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>10. Социальная ответственность.</p>
Перечень графического материала	<p>1. Обзорная географо-экономическая карта района работ.</p> <p>2. Тектоническая карта осадочного чехла и доюрского фундамента.</p> <p>3. Схема нефтегазоносности района исследования.</p> <p>4. Сводный геологический разрез Мыльджинского месторождения.</p> <p>5. Структурная карта по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты).</p> <p>6. Геологический разрез по профилю I-I.</p> <p>7. Физико-геологическая модель объекта.</p> <p>8. Схема зонда ЭК-1.</p> <p>9. Схема зондовых установок прибора СРК-01.</p> <p>10. Схема прибора СПАК-6.</p> <p>11. Трещинные коллекторы по параметру χ и сопоставление с данными FMI.</p> <p>13. Схема кумулятивного перфоратора</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геология	Тимкин Тимофей Васильевич
Экономическая часть	Пожарницкая Ольга Вячеславовна
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20 марта 2018 г.
---	-------------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лобова Галина Анатольевна	Д.г.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Геймбух Кирилл Максимович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 93 страницы, 24 рисунка, 28 таблиц, 45 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: терригенный коллектор, комплекс геофизических исследований, физико-геологическая модель; фильтрационно-емкостные свойства; Мыльджинское месторождение.

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

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в проектной скважине № 123 Мыльджинского месторождения, описание методик проведения работ и характеристика применяемой аппаратуры.

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

Анализ результатов проведенных геофизических исследований прошлых лет позволил построить физико-геологическую модель объекта исследования, выбрать методы и обосновать геофизический комплекс для решения геологических задач на проектируемой скважине.

В процессе исследования были рассмотрены возможности новых видов вторичного вскрытия пластов-коллекторов. В результате исследования выявлены актуальность и перспектива развития использования новых методов вторичного вскрытия пластов.

Рассчитана стоимость проектно-сметных работ. Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты, предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также разобрали правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

ABSTRACT

Graduation qualification work 93 pages, 24 pictures, 28 tables, 45 sources, 2 addendum.

Keywords: terrigenous reservoir, complex of geophysical researches, prior physico-geological model, lauter-capacity properties, Mildzhinsky deposit.

The object of the research is the production layer J_1 of the Myldzhinskoye oil and gas condensate deposit.

Aim of work: planning of complex of geophysical researches in a project mining hole № 123 Myldzhinskoye deposit, description of methodologies of realization of works and descriptions of the applied apparatus.

The task of this project is taken to the ground of complex of geophysical researches for the decision of geological tasks.

During the research, the possibilities of new types of perforation of reservoirs were considered.

As a result of research actuality and prospect of development of the use of new methods of secondary dissection of layers are educed.

The cost of project works was expected in this diploma work. Harmful and dangerous factors are considered at implementation of geophysical works, operating of these factors was certain on the organism of man and facilities of defence offer, events offer on safety in emergencies and guard of environment, also understood the legal and organizational questions of providing of safety.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АК – Акустический каротаж

БК – Боковой каротаж

БКЗ – Боковое каротажное зондирование

БМК – Боковой микрокаротаж

ВНК – Водонефтяной контакт

ГГК – Гамма-гамма-каротаж

ГГК-П – Гамма-гамма-каротаж плотностной

ГИС – Геофизические исследования в скважинах

ГК – Гамма-каротаж (интегральный). Каротаж естественного гамма-излучения горных пород

ДС – Кавернометрия, профилометрия

ИК – Индукционный каротаж

Инкл. – Инклинометрия

МБК – Микробоковой каротаж

МГЗ – Микро-градиент-зонд

МК – Микрокаротаж

МПЗ – Микро-потенциал-зонд

НГК – Нейтронный гамма-каротаж

НК – Нейтронный каротаж

ННК-Т – Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

РК – Радиоактивный каротаж

Рез. – Резистивиметрия

УЭС – Удельное электрическое сопротивление

ОГЛАВЛЕНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ.....	10
1	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ.....	11
	1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	11
	1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность района.....	13
2	ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	16
	2.1 Стратиграфия.....	16
	2.2 Тектоника.....	10
	2.3 Нефтегазоносность.....	22
	2.4 Физические свойства основных нефтегазоносных комплексов и петрофизические характеристики.....	25
	2.5 Сейсмологическая характеристика.....	27
3	АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ПРОШЛЫХ ЛЕТ.....	29
4	ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	36
	4.1 Задачи геофизических исследований.....	36
	4.2 Обоснование объекта исследований.....	36
	4.3 Априорная физико-геологическая модель объекта.....	39
	4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	40
5	МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	45
	5.1 Методика проведения проектных геофизических работ и аппаратура .	45
	5.2 Метрологическое обеспечение геофизических работ.....	48
	5.3 Интерпретация геофизических данных.....	49
6	ПРОБЛЕМАТИКА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ- КОЛЛЕКТОРОВ НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	50
	6.1 Актуальность исследования.....	50
	6.2 Сущность перфорации и её виды.....	51
	6.3 Принцип работы кумулятивных перфораторов.....	53
	6.4 Применение перфораторов в породах разной плотности.....	54
	6.5 Новые способы вторичного вскрытия.....	56
	6.6 Применяемая аппаратура и оборудование при проведении ПВР в скважинах.....	60
	6.7 Рекомендации к вторичному вскрытию продуктивных интервалов на Мыльджинском НГКМ.....	60
7	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
	7.1 Виды и объемы проектируемых работ.....	63
	7.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ.....	64
	7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнения работы.....	65
	7.4 Расчет сметной стоимости.....	66
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	71
	8.1 Производственная безопасность.....	71
	8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	72
	8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	76
	8.2 Экологическая безопасность.....	79
	8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
	8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
	8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства.....	84

8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны...	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Литолого-стратиграфический разрез Западной Сибири...	91
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Каротажные диаграммы скважины № 111.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Томская область является одним из нефтепромысловых районов Западной Сибири. Крупное по запасам Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение на данный момент находится на завершающей стадии разработки, происходит обводнение горизонтов, падает добыча, поэтому доразведка данного месторождения является актуальной задачей.

Мыльджинское месторождение расположено на территории Каргасокского района, Томская область. Географически район исследования относится к южной части Васюганской равнины.

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

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

Анализ результатов геофизических исследований прошлых лет на скважинах, пробуренных на месторождении, позволил выбрать методы и обосновать геофизический комплекс с целью решения поставленных задач проектируемой скважине № 123, а также построить физико-геологическую модель объекта исследования. Комплекс методов геофизических исследований включает электрические, радиоактивные, а также акустические методы. Рассмотрена методика проведения полевых работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены камеральные работы, интерпретации результатов и метрологическое обеспечение измерений.

В процессе исследования были рассмотрены возможности новых видов вторичного вскрытия пластов-коллекторов.

В результате исследования выявлены актуальность и перспектива развития использования новых методов вторичного вскрытия пластов.

Рассчитана стоимость проектно-сметных работ. Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, было определено действие этих факторов на организм человека и предложены средства защиты, предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также разобрали правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В географическом отношении Мыльджинское месторождение расположено на Васюганской равнине в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности (рис. 1).

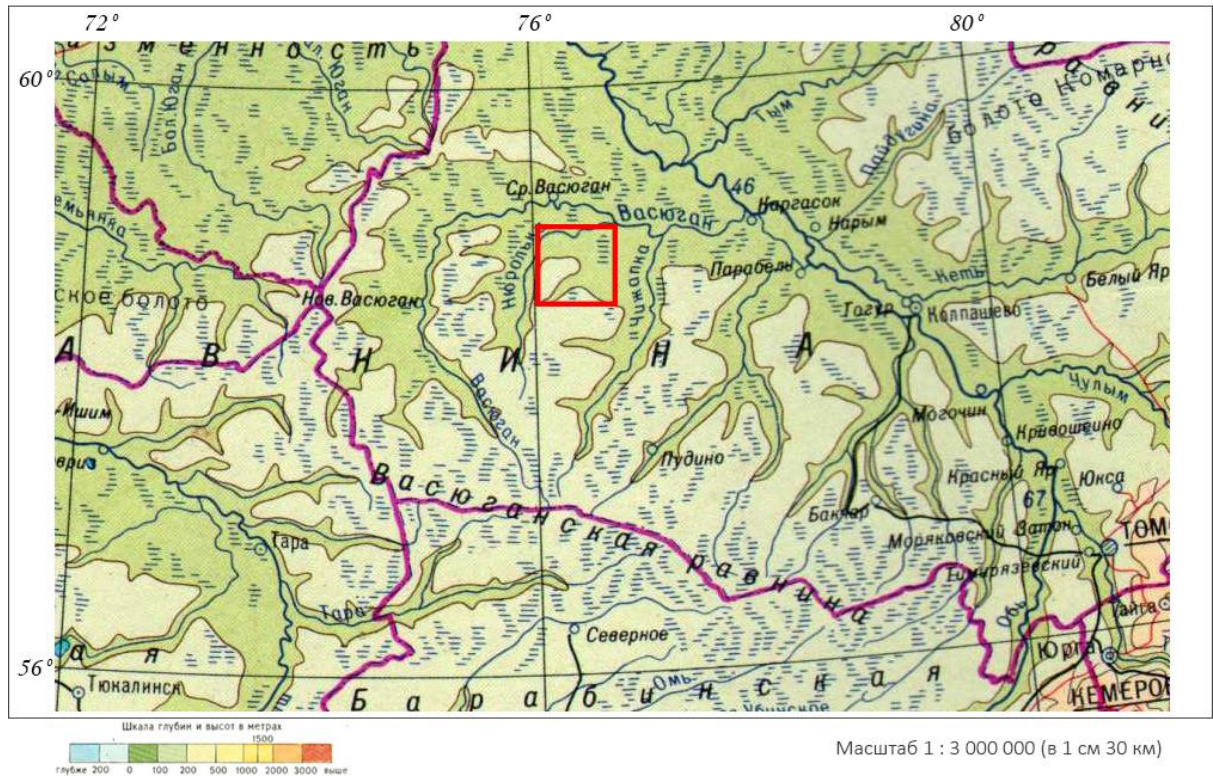


Рисунок 1 – Обзорная схема расположения участка исследования на географической карте (Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г.) [1]

В геоморфологическом отношении территория района представлена слабо расчлененной заболоченной равниной с развитой речной сетью. А.о. рельефа изменяются от 74 м в пойменных частях рек до 115 м на водоразделах.

Территория исследования расположена в междуречье рек Нюролька и Чижалка – правых притоков р. Васюган. Наиболее значительным на территории исследования является левый приток р. Чижалка – р. Салат, с многочисленными притоками. На своем пути река образует многочисленные русловые болота. Ее ширина составляет 5-15 м, глубина 0,5-1,5 м, скорость течения порядка 0,4-0,6 м/сек. Берега рек чаще заболочены, местами крутые и залесеные. В нижнем течении формируются весьма широкие поймы, которые покрыты густыми кустарниками. В поймах образуются мелкие озера и болота, не замерзающие в зимнее время. Воды протекающих рек используют как для питьевых, так и для технических целей. Помимо всего, для обеспечения буровых скважин технической водой предусмотрено бурение водяных скважин до 50-150 м глубиной. Ледоход

начинается в начале-середине мая, ледостав – в конце октября, реже начале ноября. Большая часть территории водоразделов залесена.

Климат на территории исследования континентальный, с продолжительной холодной и снежной зимой. Зима длится с ноября по апрель (180-185 дней). Температура воздуха в период зимы составляет в около минус 20-25 °С, иногда опускаясь до минус 50 °С. Промерзание болот, которое обеспечивает передвижение тяжелой техники по зимним дорогам и профилям, обычно начинается с середины декабря. Толщина покрова снега достигает 0,50-0,60 м, а грунт промерзает до 1,0-1,2м. Лето теплое, короткое. Самый жаркий месяц – июль, в это время температура повышается до плюс 30-32 °С. Навигационный период длится 150-170 дней.

Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Наибольшее количество осадков выпадает осенью и летом.

Административно Мыльджинское месторождение находится в пределах Каргасокского района (рис. 2).

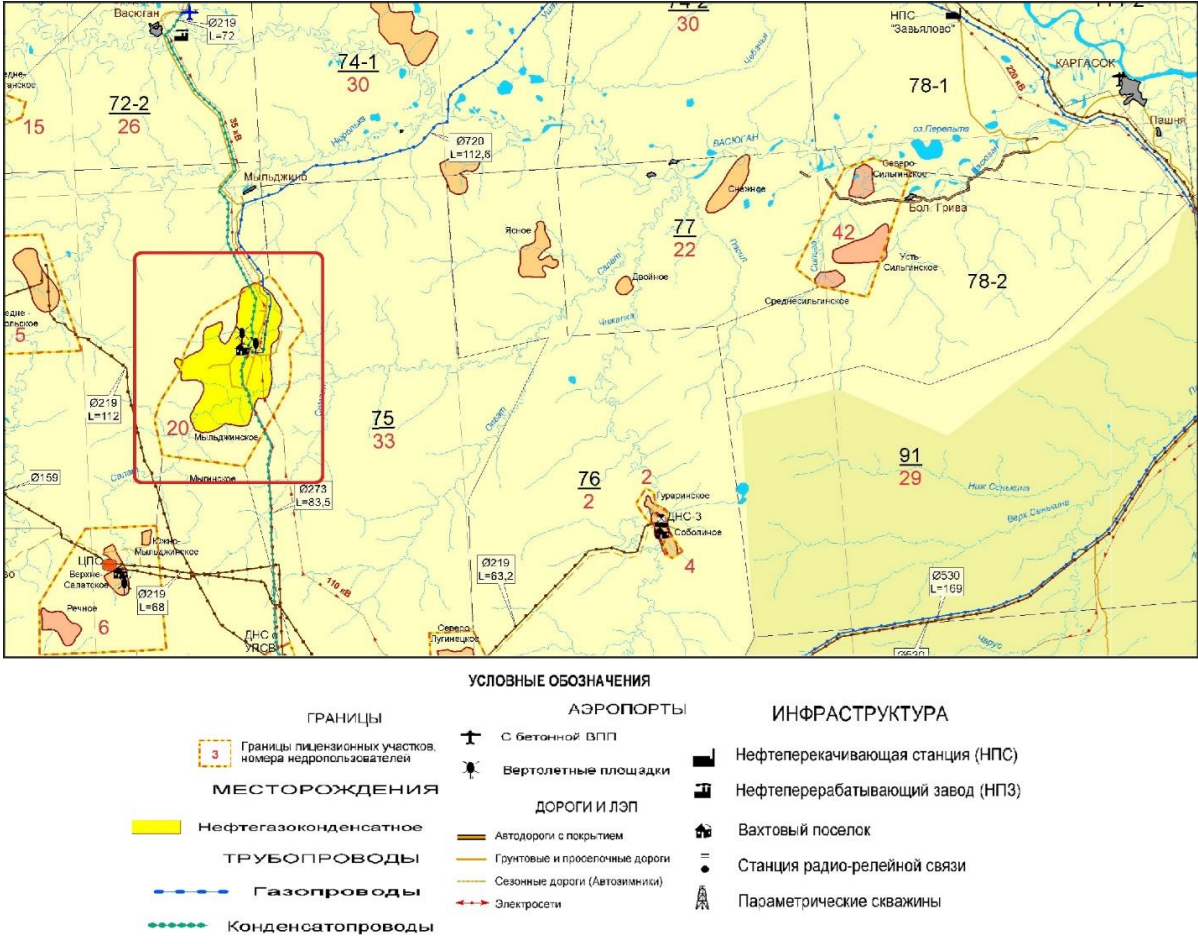


Рисунок 2 – Положение Мыльджинского месторождения на фрагменте административной карты [2]

Район населен слабо. На территории месторождения построен вахтовый поселок, служащий для временного проживания и размещения буровых бригад. База НГДУ «Лугинецкнефть» расположена в г. Кедровом, расположенной 110 км к югу от месторождения. Доставка в летнее время грузов на месторождение осуществляется водным транспортом, в зимнее время – автотранспортом по зимнику, а также вертолетами круглый год. Строительный лес для обустройства буровых имеется на месте. Глины хорошего качества в районе отсутствуют, поэтому для приготовления бурового раствора используют добавки химреагентов и бентонитовой глины.

По категории трудности район работ относится к *IV категории*.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

С 1947 г. на территории района начали проводиться геологические исследования регионального характера. В период 1947-64 гг. были выполнены геологическая, аэромагнитная (М 1:1000000) и гравиметрическая (М 1:200 000) съемки. Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка – Средне-Васюганский мегавал.

В 1960-62 гг. силами С/П 12, 15/61-61 (Агаджанов Э.С.) и 6, 7/61-62 (Берлин Г.И.) была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ Мыльджинская структура, приуроченная к юго-восточной части Средне-Васюганского мегавала. По их результатам построена структурная карта по отражающему горизонту "Па" (подошва марьяновской, ныне – баженовской свиты).

В 1964-65 гг. с целью уточнения геологического строения южной части Средне-Васюганского мегавала силами С/П 13/64-65 были выполнены дополнительные работы (Берлин Г.И.). Весь материал (в т.ч. и в предшествующие годы) был интерпретирован и составлен новый вариант структурной карты Мыльджинского поднятия по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты). Построенная структурная карта явилась сейсмической основой для проектирования размещения поисково-разведочных скважин.

В 1966-67 гг. силами С/П 6/66-67 была осуществлена детализация Мыгинской площади, в т. ч. и южной периклинали Мыльджинского поднятия (Другова А.Ф.). Весь сейсмический материал был вновь переобработан и отстроен уточненный вариант структурной карты по тому же отражающему горизонту Па. Эти построения легли в основу подсчета запасов углеводородов по Мыльджинскому месторождению, которые были утверждены ГКЗ в 1968 г. (протокол ГКЗ № 5362 от 23.02.68 г.).

В 1983-86 гг. с целью уточнения структурных планов в выявлении нефтеперспективных участков в различных частях Мыльджинской структуры были

проведены поисковые в детальные исследования МОГТ силами С/П 8, 17/85-86 (руководитель Жевлаков Л.П.). Этими работами был детализирован восточный борт Мыльджинского поднятия. Дополнительно к структурным построениям по основному отражающему горизонту Па была подготовлена структурная карта по низам покурской свиты.

В 1992-94 гг. были продолжены Детальные сейсморазведочные работы МОГТ. Целью работ являлось уточнение структурных построений и контуров нефтегазоносности по продуктивным горизонтам. Использовалась более плотная сеть профилей наблюдений. Работы выполнялись сейсмопартиями АО "Сибнефтегеофизика" (С/П 14,16/92-94). В результате выполненных исследований была построена сейсмическая основа масштаба 1:50000.

В 1999-2000 гг. в юго-западной части Мыльджинского месторождения силами Томского Геофизического Треста ОАО "Томскнефтегазгеология" (СП № 6) были проведены 3D сейсморазведочные работы в объеме 105 км². Обработка 3D-сейсморазведочных материалов выполнялась компанией "Парадайм Геофизикал Сервисиз Лимитед". Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС с использованием всех имеющихся на момент окончания работ данных разведочного и эксплуатационного бурения, а также материалов сейсморазведочных работ 2D-МОГТ (С/П 14/92-94 ОАО "Сибнефтегеофизика" и С/П 8,17/83-85 ТГТ ПГО "Томскнефтегазгеология") выполнены институтом "ТомскНИПИнефть ВНК".

В результате этих работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам: Va, III, Па, Ib, Ia, Ф₂, а также по продуктивным пластам Б₁, Б₁₀, Б₂₀, Ю₁³⁻⁴, Ю₂, выполнен палеоструктурный анализ юрско-меловых горизонтов, выделены тектонические нарушения, достигшие уровня отражающих горизонтов Па, Ib, Ia, Ф₂ и уточнены карты залежей для нижнемеловых и юрских объектов.

По данным 3D сейсморазведки построены карты эффективных толщин и улучшенных коллекторских свойств основного юрского продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴ и произведена оценка перспектив НГГЗК. По данным 2D сейсморазведки выполнен прогноз газонасыщенных толщин основного нижнемелового продуктивного пласта Б₁₀. Эти данные послужили сейсмической основой для составления геологической модели Мыльджинского месторождения, которая использовалась при структурных построениях при подсчете запасов.

Изученность сейсморазведочными работами на 2016 г. определяется как весьма высокая (рис. 3).

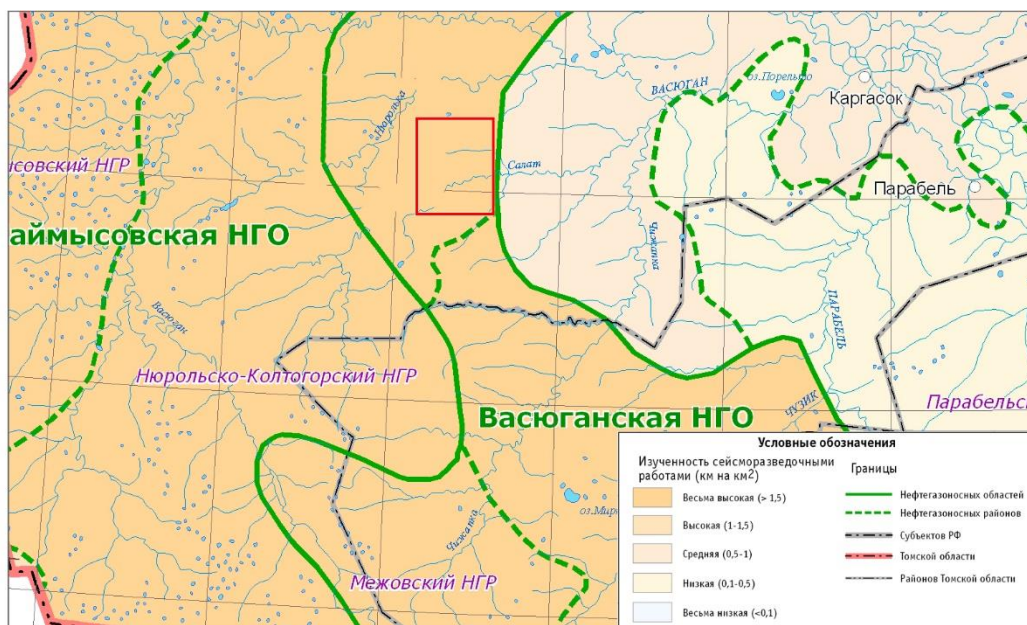


Рисунок 3 – Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. [3]

Из первой скважины, которая была заложена в сводовой части структуры и закончена строительством в 1964 г., получен фонтан газа, что положило начало детальным исследованиям геологического строения Мыльджинского месторождения. На 2016 г. изученность бурением в пределах района исследования оценивается как 20-50 м/км² (рис. 4). Мыльджинское НГКМ запущено в эксплуатацию летом 1999 года. На месторождении пробурена 101 скважина, из которых: 55 – в эксплуатационном фонде, 39 – в контрольном фонде.



Рисунок 4 – Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. [3]

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфия

В геологическом разрезе Мыльджинского месторождения принимают участие палеозойские и мезозой-кайнозойские отложения. Первые представляют фундамент, последние – осадочный чехол (ПРИЛОЖЕНИЕ А).

Палеозойская эратема представлена *пермской и каменноугольной системами*, отложения *которых* вскрыты скважинами 1, 4, 11, 54, 55, 56. В центральной части поднятия фундамент слагается известняками светло- и темно-серыми, однородными, с структурами от криптокристаллической до мелко- и среднезернистой (скв. 1, 4, 56). Характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы светло-зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые (скв. 55). Максимальная скрытая мощность палеозойских отложений достигает 260 метров (скв. 56).

Промежуточный этаж (кора выветривания) *триасового возраста* вскрыт скв. 1, 4, 11, 54, 55, представлен измененными глинисто-карбонатными породами буровато-желтого цвета. Мощность отложений 8-52 м.

На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим угловым несогласием залегают отложения осадочного чехла от юрского возраста до четвертичных отложений. Мощность чехла достигает от 2446 м (скв. 1) до 3148 м (скв. 55).

Мезозойская эратема представлена отложениями юрской и меловой систем.

Юрская система, в соответствии с региональной стратиграфической шкалой, представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую и баженовскую свиты [4].

Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

Тюменская свита ($J_2a+b+bt$) залегает согласно, и сложена континентальными отложениями сформировавшихся в условиях пойменно-аллювиальной равнины, а в верхней части в прибрежно-морских. Свита сложена чередующимися серыми и темно-серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчаных, песчаников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых, полимиктовых. Возраст установлен по органическим остаткам: *Trochamminapraesquamata T.*, *Jacutica*, *Marginulin* как верхи аалена-низы келловея.

Песчаные пласты, залегающие в тюменской свите ($Ю_2 - Ю_{14}$) значительно преобразованы эпигенетическими процессами, уплотнены, содержат включения грубозернистого и гравелитового материала. Мощность тюменской свиты составляет от 106 м (скв. 56) до 350 м (скв. 55). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт T_3 (или опорный сейсмический горизонт Γ^a).

Верхний отдел юрской системы залегает согласно на нижележащих породах и представлен васюганской и баженовской свитами.

Васюганская свита (J_{3c-o}) залегает согласно, объединяет мелководно-морские и прибрежно-морские осадки. Она подразделяется на глинистую нижневасюганскую подсвиту, в подошве которого обособляется пласт $Ю_2^0$ (пахомовская пачка) и верхневасюганскую, песчаные разности которой объединяются в горизонт $Ю_1$.

Песчано-глинистый горизонт $Ю_1$ формировался в период регрессивно-трансгрессивного развития бассейна седиментации, вследствие чего в его строении можно выделить три осадочных толщи (подугольную, межугольную и надугольную). Регрессивная (подугольная толща) залегает на образованиях нижневасюганской подсвиты. Повсеместно в разрезе отмечается присутствие пирита и углистых прослоев. Свиту характеризуют органические остатки: *Meleagrinella ovalis*, *Recurvoides disputabilis*, *Hoeglundinatjumensis*, *Kecugvoides disputabilis*, по которым определяется возраст этих отложений как келловей-оксфордский. Общая мощность васюганской свиты в пределах месторождения колеблется от 43 м (скв. 15) до 74 м (скв. 55). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт T (или опорный сейсмический горизонт Γ^b).

Георгиевская свита (J_{3km}) представлена осадками морского водоема, среди которых темно-серые аргиллиты, часто содержащие прослои глауконита и известняка. Свиту характеризуют органические остатки: *Tolupasmmina ex gr.* Распространена не повсеместно и вскрыта в скв. 55 – мощность 6 м. Наиболее выражена в погруженных зонах Нюрольской впадины, где ее мощность достигает 15–20 м, на остальной территории свита либо маломощна (1–2 м), либо отсутствует.

Баженовская свита (J_{3v}) залегает согласно, венчает волжский комплекс. В литологическом отношении представлена черными, иногда с буроватым оттенком, битуминозными аргиллитами морского глубоководья, сильно окремненными, содержащими включения пирита, а также прослои известковых пород. По ряду площадей в нижней части свиты, отмечены прослои непроницаемых зеленых, глауконитовых песчаников, выделяемых в барабинскую пачку. Свита характеризуется органическими остатками: *Kachpuritesp. Indet.*, *Dorsorlanitinae*, *Spiroplectamminavicalie*, *Dorothiatortuosa*, по которым определяется их возраст как *тумонский*. Мощность

баженовской свиты составляет от 9 м (скв. 24) до 17 м (скв. 55). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Б (или опорный сейсмический горизонт П^а).

Меловая система в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел, залегающий согласно на отложениях баженовской свиты, в объеме бариас-валанжина (куломзинская и тарская свиты) и готерив-баррема (киялинская свита).

Куломзинская свита (K_{1b+v}) представлена осадками глубоководно- и мелководно-морского генезиса и распространены повсеместно и вскрыты почти всеми пробуренными скважинами. В литологическом отношении свита сложена серыми аргиллитами, опесчаненными в кровле. Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychites sp. Inted*, *Tollia sp. Inted*, *Pseudolamfrckina tararica*. Общая мощность куломзинской свиты составляет от 269 м (скв. 13, 14) до 327 м (скв. 55).

Тарская свита (K_{1v}) залегают согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано-глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно-морских условиях, представлены светло-серыми и серыми, средне-мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми песчаниками, а также серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим включением растительных остатков аргиллитами. Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychites sp. Indet*, *Globulina praelacrima*. Общая мощность тарской свиты от 67 м (скв. 62) до 104 м (скв. 6). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт БВ (или опорный сейсмический П^{б1}).

Киялинская свита (K_{1g+br}) готерив-барремского возраста залегают согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно-континентальными серыми, темно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими слабую пестроцветную окраску, буровато- и зеленовато-серого тонов. Свита характеризуется органическими осадками: *Gleichenites sp.*, *Sphenopteris*, *Darvinula Barabinskensis*. Общая мощность киялинской свиты от 512 м (скв. 10), до 596 м (скв. 55).

Верхний отдел меловой системы залегают согласно на нижнем отделе, и представлен апт-альб-сеноманом (алымская, покурская свиты), туроном (кузнецовская свита), коньяк-сантоном (ипатовская свита), сантон-кампаном (славгородская свита) и маастрихт-датским ярусами (ганькинская свита).

Покурская свита (K_{1-2a+al+c}) апт-альб-сеноманского возраста залегают согласно на отложениях алымской свиты и представлена переслаивающимися сероцветными песчаниками, с пачками пластов, сформированными в морских и прибрежно-морских условиях, представленными темно-серыми глинами, серыми и светло-серыми

алевролитами и песчаниками с прослоями глин. Встречаются включения зерен янтаря. Свиту характеризуют органические остатки: *Ammobaculites Fragmentarius*, *Lega sp. Indet.* Общая мощность покурской свиты составляет от 771 м (скв. 20) до 856 м (скв. 40).

Кузнецовская свита (K₂kz) туронского возраста залегает согласно на покурской свите. Представлены серыми и темно-серыми глинистыми породами, которые местами в кровле замещаются глинисто-кремнистыми отложениями. Свита характеризуется органическими остатками: *Cilicides westsibiricus*, *Gaudryinopsis finliformis*. Общая мощность кузнецовской свиты от 19 м (скв. 13, 14, 50, 51) до 25 м (скв. 10, 17, 20, 29, 30, 37). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г (или опорный сейсмический IV).

Ипатовская свита (K₂cn+s) коньяк-нижнесантонского возраста залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты и представлена морскими песчаниками с глауконитом, часто с опоковым цементом, с прослоями глин. Общая мощность ипатовской свиты от 87 м (скв. 31) до 138 м (скв. 40). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт Г.

Славгородская свита (K₂s+cp) сантон-верхнекампановского возраста залегает согласно на отложениях ипатовской свиты и представлена толщей серых и зеленовато-серых глин, участками опокovidных, с прослоями серых, глинистых алевролитов сформированными в прибрежно-морских и континентальных условиях. Свиту характеризуют органические остатки: *Spiroplectamina optata*, *Brotzenella*. Общая мощность славгородской от 38 м (скв. 10) до 69 м (скв. 31). К подошве свиты приурочен реперный сейсмический горизонт С₂ (или опорный сейсмический IV^B).

Ганькинская свита (K₂m+d) маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщей серых, известковистых глин и мергелей серого и зеленовато-серого цвета, содержащей обильные органические остатки: *Brotzenella praeacuta*, *Spiropctamina Kazanzevi*, *S. Variabilis*, *Candryna rugosa spiinulosa*. Общая мощность ганькинской свиты от 68 м (скв. 28) до 103 м (скв. 40). К подошве ганькинской свиты приурочен реперный сейсмический горизонт С₁.

Кайнозойская эратема представлена терригенными отложениями палеоген-четвертичного возраста общей мощностью порядка 500 м.

2.2 Тектоника

По тектоническому районированию фундамента территория исследования располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста (рис. 5).

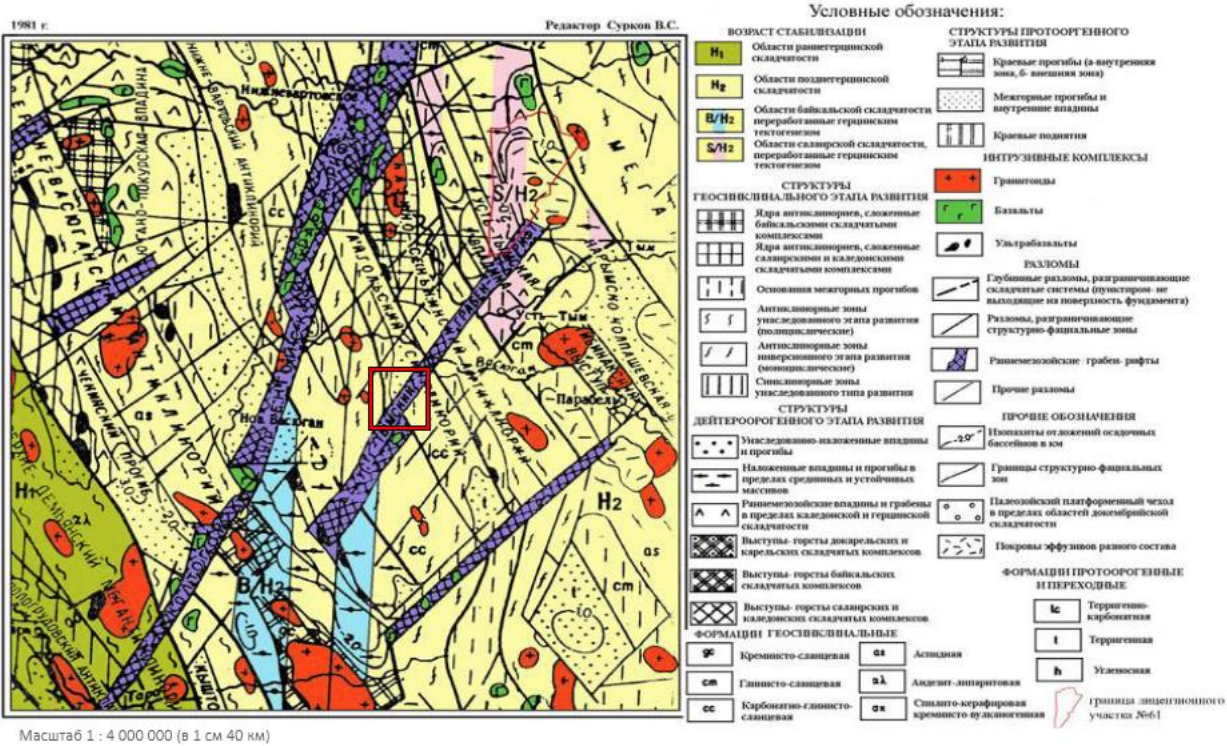


Рисунок 5 – Положение района исследования на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты в Томской области (Сурков В.С., 1981 г.) [5]

Согласно тектонической карте участок работ находится в пределах крупной положительной структуры доюрского фундамента - Васюган-Пудинского инверсионного антиклинория. Васюган-Пудинский антиклинорий сложен интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия, а осложняющие его синклинали представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами.

На современном этапе изучения палеозойских образований установлена высокая степень дислоцированности доплатформенного комплекса и унаследованности структур поверхности фундамента платформенными мезозойско-кайнозойскими структурами первого, второго и иногда третьего порядка.

Согласно "Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты" (Конторович В.А., 2005 г.) Мыльджинский вал, структура III порядка, осложняет юго-восточный склон Средневасюганского мегавала. Структура граничит на востоке с Усть-

Тымской впадиной, на юге – с Шингинской мезоседловиной, на западе – с Нюрольской мегавпадиной (рис. 6).

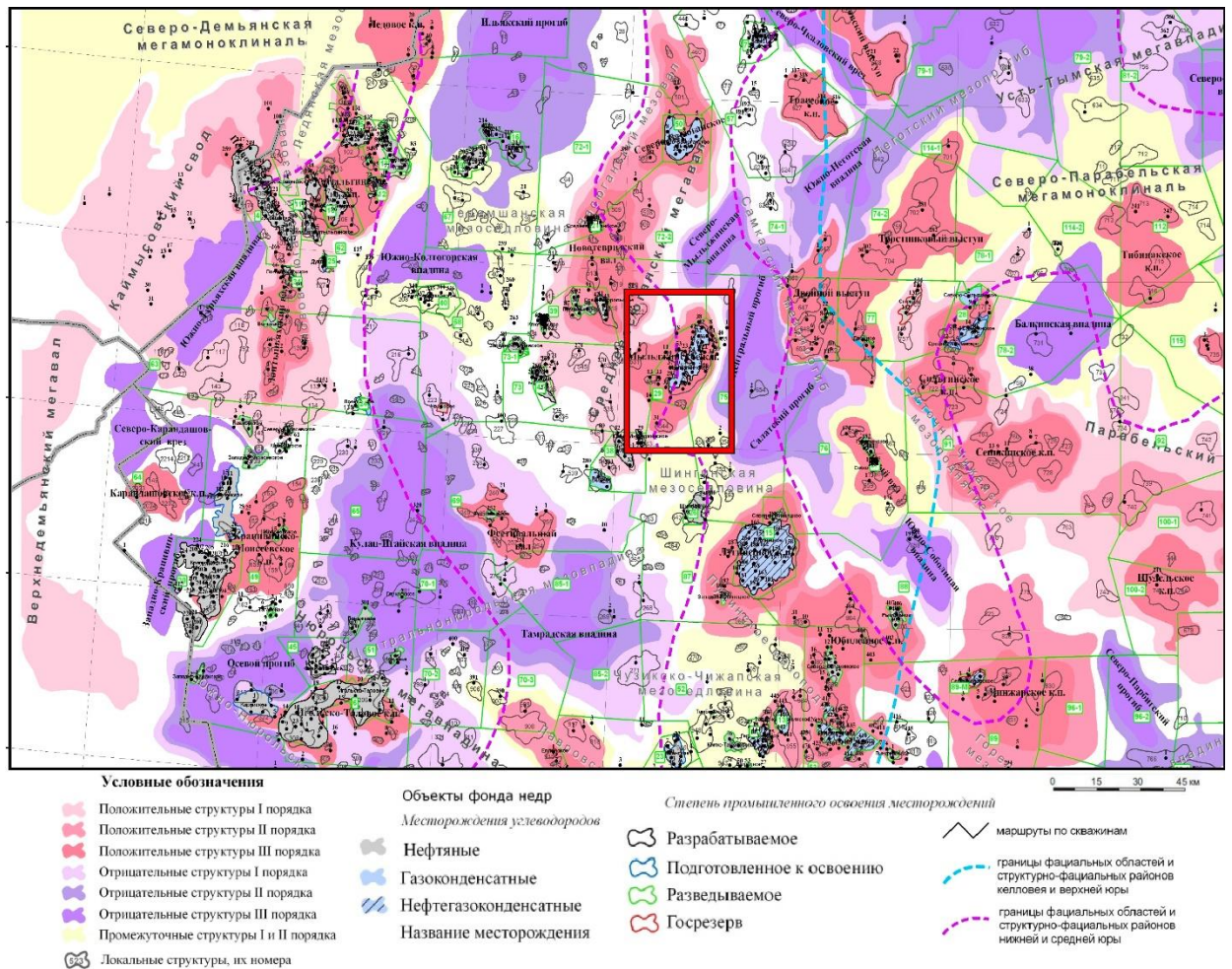


Рисунок 6 – Положение территории исследования на фрагменте тектонической схеме чехла района работ (Конторович В.А., 2005 г.) [6]

Мыльджинский вал осложнен структурами IV порядка: Мыльджинской, Мыгинской и Южно-Мыльджинской. По отражающему горизонту Па (подшва баженовской свиты) Мыльджинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами по оконтуривающей изогипсе (структурная карта Г.К. Фирсовой 1994 г.) – 2325 м, 28x15 км и амплитудой 125 м. Восточный склон структуры довольно крутой, углы падения на уровне отражающего горизонта Па достигают на отдельных участках 3-6 градусов), западный же наоборот относительно пологий. Поднятие осложнено рядом более мелких структур четвертого порядка. Вверх по разрезу структура постепенно выполаживается, происходит уменьшение амплитуды поднятия и сокращение углов наклона крыльев (рис. 7).

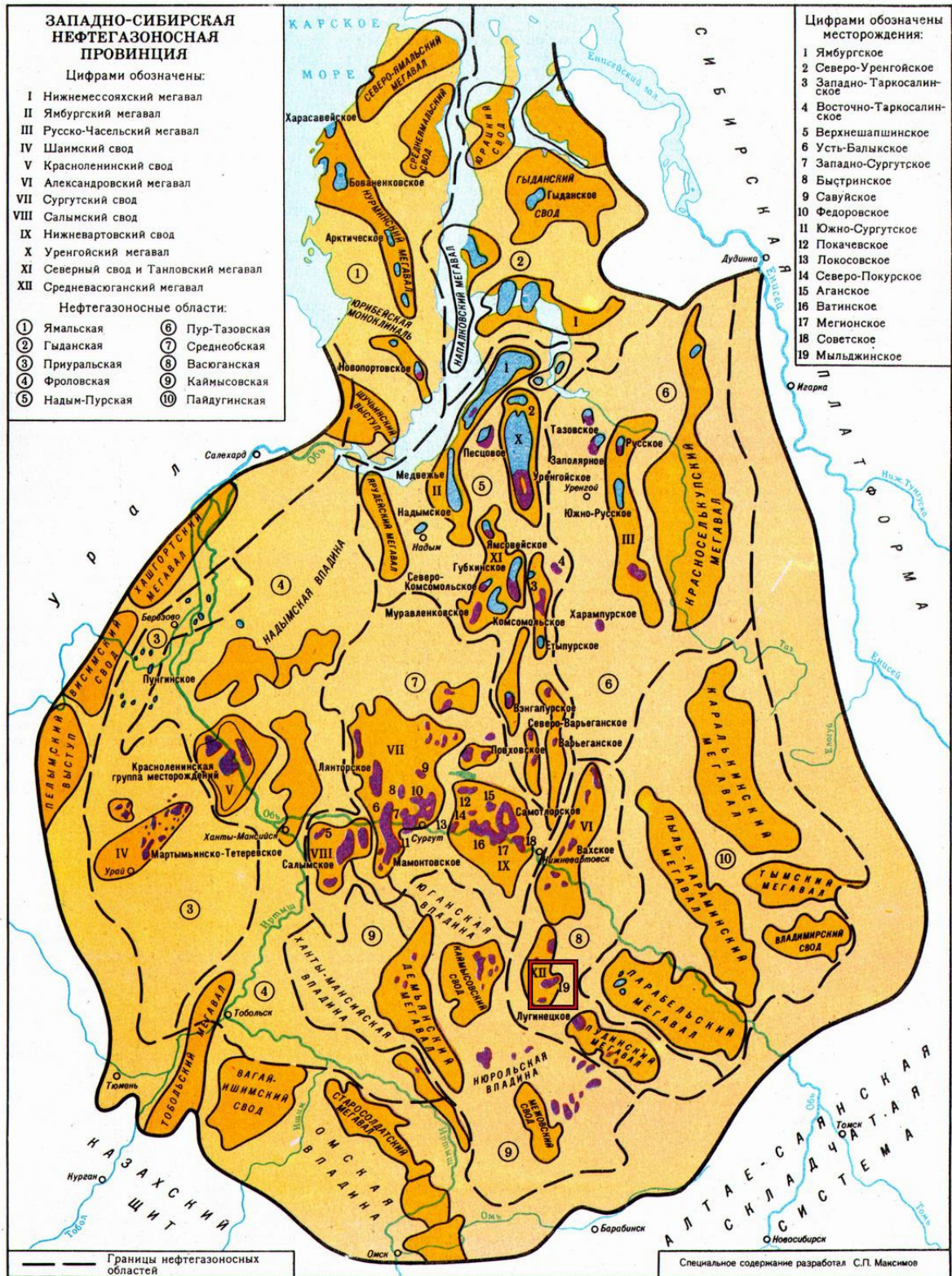


Рисунок 8 – Расположение Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения на карте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (С.Л. Максимов) [9]

В пределах Средневазюганского нефтегазоносного района выделяются доюрский, юрский и меловой НГК [10]. В пределах Мыльджинского месторождения основные

промышленные залежи связаны с юрским и меловым НГК. Непромышленная нефтегазоносность установлена в доюрском НГК (скв. 1, 4).

Юрский нефтегазоносный комплекс объединяет продуктивные пласты горизонта Ю₁ (Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴) васюганской свиты и пласт Ю₂ тюменской свиты. Основной нефтематеринской свитой является баженовская [11].

Нерасчлененный горизонт Ю₁, включающий пласты Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ содержит газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, выделяемой в северо-западной части месторождения (скв. 4, 8, 22, 32, 38, 42). Положение плоскости газо-водяного контакта было условно принято на а.о. минус 2321 м. Положение ВНК проведено на а.о. минус 2333 м.

Продуктивность пласта Ю₁¹⁻² подтверждена результатами испытаний скважин 1, 2, 3, 5, 10, 12, 15, 16, 22, 23, 28, 29, 31, 32, 35, 44, из них были получены фонтаны газа с свободными дебитами порядка 23,3-1353 тыс.м³/сут. В то же время с газом поступало значительное количество газоконденсата. Притоки нефти дебитом 20 т/сут получены из скв. 53 на западе месторождения и из скв.17, 21, 32, 42, 44, где дебиты колеблются в пределах 3,4-15,8 т/сут. По результатам испытаний пласта Ю₁¹ из скв. 8, 17, 51 на северо-восточном склоне Мыльджинского поднятия выделилась литологически экранированная залежь нефти, образованная за счет глинизации песчаников Ю₁¹ в своде структуры. Уровень водонефтяного контакта установлен в скв. 8 на а.о. минус 2364 м. Дебиты нефти, которые были получены из скв. 17,21,51 составили порядка 0,004-3,4 т/сут.

Пласт Ю₁³⁻⁴ представлен чередованием песчаных, алевролитовых и аргиллитовых пропластков, где породы-коллекторы, гидродинамически связаны между собой. Общая мощность пластов группы Ю₁, включая пропластки глин, варьирует от 32 до 42 м.

Пласт Ю₂ тюменской свиты, который по насыщению является газоконденсатным, в большинстве скважин гипсометрически находится ниже отметки водогазового контакта. Общая мощность пласта Ю₂ колеблется от 14 до 66 м.

Меловой нефтегазоносный комплекс включает продуктивные пласты Б₁₆₋₂₀, Б₁₀, Б₈ куломзинской свиты. Продуктивность пласта Б₁₆₋₂₀ была установлена на основании испытаний скв. 4, 12, 32, из которых были получены фонтаны газа дебитом 27,3-139,5 тыс.м³/сут. Количество прослоев песчаника, слагающих эффективную мощность 8-10. Эффективная мощность равна 1,5-33 м. Газонасыщенная мощность порядка 1,2-20 м.

Пласт Б₁₀ приурочен к средней части куломзинской свиты валанжинского возраста. Пласт является фациально неустойчивым и прослеживается лишь в северной и северо-восточной частях Мыльджинской площади. Продуктивность пласта Б₁₀ была

подтверждена результатами испытаний 6 скважин, из которых были получены фонтаны газа дебитами 110,8-366,5 тыс.м³/сут.

Пласт Б₈ приурочен к верхней части отложений куломзинской свиты. В отличие от Б₁₀, пласт прослеживается повсеместно, однако имеет тенденцию к глинизации в наиболее погруженных частях структуры на восточном крыле (скв. 3, 25). Продуктивность пласта установлена по результатам испытания скв. 1, 25, 24. В скв.1 получен фонтан газа с конденсатом, дебит газа составил 182 тыс.м³/сут.

2.4 Физические свойства основных нефтегазоносных комплексов и петрофизические характеристики

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

Таблица 1 – Физические свойства основных разновидностей горных пород, слагающих геологический разрез

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

Как было сказано ранее, в разрезе Мыльдзинского месторождения нефтегазоносность связана с доюрским, юрским и меловым НГК.

Основной газопродуктивной толщей на месторождении является васюганская свита юрского НГК (пласты Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴).

Юрский НГК

Резервуаром в верхней части васюганской свиты является пласт-коллектор Ю₁¹⁻². Пласт представлен песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Зональной покрывкой служат аргиллиты георгиевской свиты, а также битуминозные глинисто-карбонатно-кремнистые породы баженовской свиты. Коллектор гранулярный, открытая пористость – 13-16 %, проницаемость – 2-8 мД, газонасыщенность – 41-77%. Геофизические параметры пород-покрывок (георгиевской и баженовской свит) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Геофизические параметры флюидоупоров в резервуаре пласта Ю₁¹⁻²

Свита	ГК, мкР/ч	ИК, мСМ/м	БК, Ом	W, %
Баженовская	27-28	93-117	15-16	28-30
Георгиевская	16-18	215-227	5-6	24-26

Резервуаром в нижней части васюганской свиты является пласт-коллектор Ю₁³⁻⁴, представленный в основном песчаниками. Локальными покрышками служат глинистые горизонты внутри комплекса (геофизические параметры глин представлены в таблице 2). Коллектор гранулярный, открытая пористость – 16-19,5 %, проницаемость – 7-43 мД, газонасыщенность – 52-86%.

Резервуаром верхней части тюменской свиты является коллектор пласта Ю₂, представленный в основном песчаниками. Коллектор практически по всей площади Мыльджинского месторождения является водонасыщенным. Локальными покрышками служат глинистые горизонты внутри комплекса. Коллектор гранулярный, открытая пористость – 13,2-13,7 %, проницаемость – 17-28 мД, газонасыщенность – 17-34 %.

ФЭС отложений верхней юры, где сосредоточены основные запасы газа, представлены на примере скв. 111 в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов ФЭС коллекторов по скв. 111

Пласт	Интервал коллектора, м		h, м	K _{гл} , %	K _п , %	K _{пр} , мД	K _{шт} , %	Характер насыщения
	от	до						
Ю ₁ ¹⁻²	2637,6	2638,4	0,8	26,9	13,5	2	77,0	ГК
	2641,4	2642,2	0,8	24,6	14,3	2	49,3	ГК
	2644,4	2645,8	1,4	16,2	16,9	8	65,7	ГК
	2649,4	2650,4	1,0	18,8	16,0	5	54,4	ГК
	2653,2	2654,4	1,2	20,0	15,7	4	59,8	ГК
	2655,0	2655,8	0,8	28,1	13,2	2	41,7	ГК
Ю ₁ ³⁻⁴	2658,0	2659,0	1,0	15,4	17,1	9	67,1	ГК
	2659,6	2662,8	3,2	7,7	19,5	43	80,8	ГК
	2662,8	2664,8	2,0	7,7	19,5	43	81,9	ГК
	2664,8	2665,2	0,4	9,2	19,0	30	84,0	ГК
	2665,2	2667,6	2,4	9,2	19,0	30	85,9	ГК
	2671,0	2671,8	0,8	10,8	18,6	21	83,4	ГК
	2671,8	2673,0	1,2	10,8	18,6	21	79,4	ГК
	2675,8	2676,8	1,0	16,5	16,8	7	52,5	ГК+Вода
Ю ₂	2698,2	2699,2	1,0	22,3	15,0	3	34,1	Вода
	2699,6	2700,0	0,4	26,5	13,7	2	25,6	Вода
	2700,4	2700,8	0,4	26,5	13,7	2	23,9	Вода
	2700,8	2701,4	0,6	26,5	13,7	2	17,6	Вода
	2701,4	2702,4	1,0	26,5	13,7	2	20,9	Вода
	2703,0	2703,6	0,6	26,9	13,5	2	26,8	Вода
	2704,0	2704,6	0,6	28,1	13,2	2	28,0	Вода

При интерпретации полученных геофизических материалов используются критерии представленные в таблицы 4.

Таблица 4 – Петрофизические критерии и уравнения коллекторов Мыльджинского месторождения

Параметры: Объекты	$Ю_1^1, Ю_1^2, Ю_1^3, Ю_1^4, Ю_2^1, Ю_2^2$	$Б_{16-20}$	$Б_{10}$	$Б_8$
Температура пласта, °С	80.0	$LgT^o=0.853H_{абс} - 0.958$		
Минерализация пластовой воды, кг/м ³	35.0	$C=0.027H_{абс} - 23.2$		
Сопrotивление пластовой воды, Ом	0.08	$Lg\rho_B=5.23-1.92H_{абс}$		
Критерии коллектора: для газа для нефти	$\alpha_{nc} \geq 0.3 K_n=0.12 K_{np}=0.5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ $\alpha_{nc} \geq 0.43 K_n=0.135 K_{np}=1.92 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$			
Критерий получения газа	$\rho_n \geq 11.0$, временные замеры НКТ	$\rho_n \geq 11.0$, временные замеры НКТ		
Критерий получения нефти	$\rho_n \geq 5.2$	$\rho_n \geq 7.2 P_n \geq 3.5 K_n \geq 0.54$		
Критерий получения нефти и воды	$4.3 < \rho_n < 5.2$	$4.3 < \rho_n < 7.2, 2.75 < P_n < 3.5, 0.48 < K_n < 0.54$		
Критерий получения воды	$\rho_n < 4.3$	$\rho_n < 4.3, P_n < 2.75, K_n < 0.48$		
Газонефтяной контакт (ГНК)	-2321.0			
Газоводяной контакт (ГВК)	-2321.0	-2181.0	-2160.0	-2003.0
Водонефтяной контакт, ВНК	- 2366			
Открытая пористость, д.ед.	$K_p=0.08392+0.1196\alpha_{nc}$	$K_p=0.212+0.038\alpha_{nc}$		
Относительное сопротивление	$P_n=0.767K_n^{-1.923}$	$P_n=1.7947K_n^{-1.536}$		
Нефтенасыщенность, д. ед.	$K_B=0.95P_n^{-0.75}$	$K_B=0.9268P_n^{-0.585}$		
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	$K_{np}=10^{((\alpha_{nc}/0.75)^{2.27})}$	$lgK_{np}=42.99K_n - 7.8362$		
Глинистость, доли ед.	$K_{гл}=1.055-(1.14-1.111) 0.5$ $K_{гл}=0.4346-0.3846\alpha_{nc}$	$K_{гл}=1.055-(1.14-1.111) 0.5$		

Таким образом, основные промышленные резервуары на территории Мыльджинского месторождения приурочены к пластам васюганской свиты.

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Основой построения специальных карт нефтегазогеологического и тектонического районирования бассейнов осадконакопления являются структурные карты по сейсмическим отражающим горизонтам, которые приурочены к региональным геологическим реперам. В осадочном чехле ЮВ районов Западной сибирии можно выделить два мегарегиональных сейсмогоризонта – подошвы куломзинской и баженовской свит, и пять региональных – подошвы тогурской свиты, раннебайосской углисто-глинистой пачки ($У_{10}$), нижневасюганской подсвиты, кошайской пачки алымской свиты и талицкой свиты. Характерная особенность этих горизонтов заключается в том, что все они представлены выдержанными по толщине глинистыми пачками, сформировавшимися в эпохи трансгрессий и получившими распространение на обширных территориях. Региональный временной разрез представлен на рисунке 9.

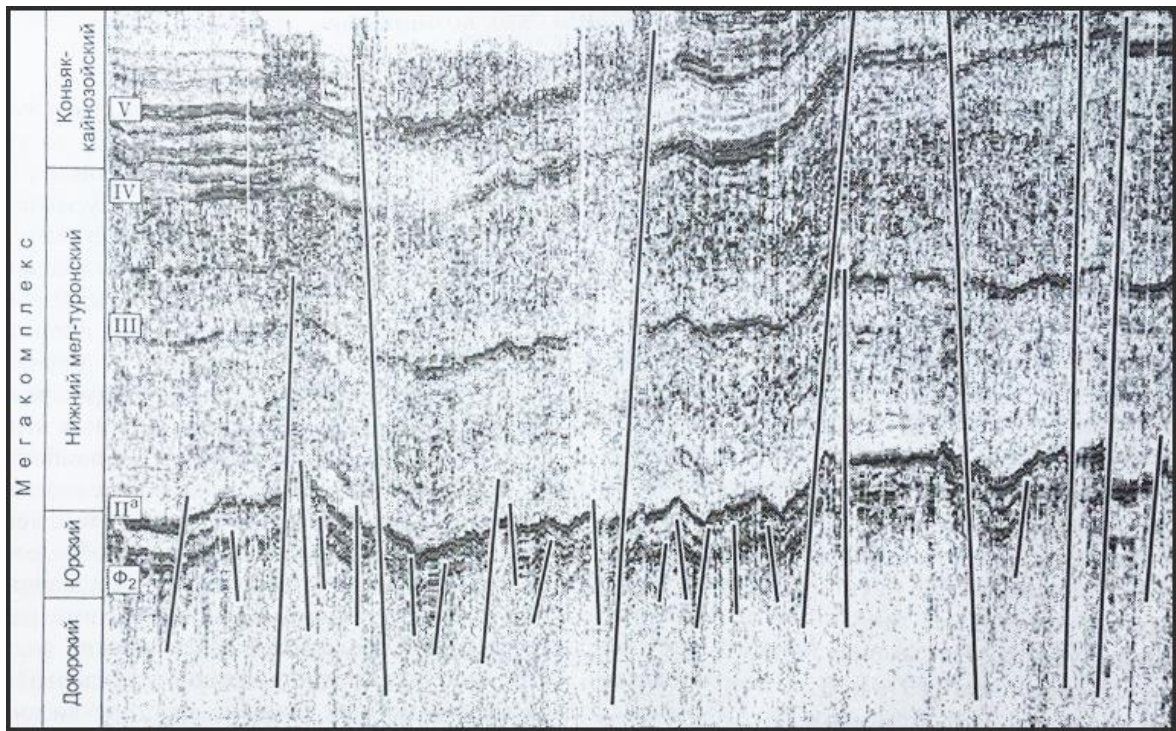


Рисунок 9 – Региональный временной разрез по профилю IX [7]

Наличие в разрезе осадочного чехла двух мегарегиональных флюидоупоров, к которым приурочены энергетически выраженные отражающие горизонты, позволяют разделить его на три осадочных сейсмогеологических мегакомплекса: юрский, ранний мел-туронский и коньяк-кайнозойский. Каждый из мегакомплексов региональными и зональными флюидоупорами разделен на серию комплексов, представляющих самостоятельный интерес в отношении нефтегазоносности.

Отражающий горизонт Φ_2 (подошва юры) приурочен к границе между доюрским основанием и мезозойско-кайнозойскими платформенными отложениями.

Отражающий горизонт II^a (поздняя юра, волжский ярус) связан с отложениями баженовской свиты (подошва). Является наиболее надежным сейсмическим репером Западной Сибири.

Отражающий горизонт III (ранний мел, апт) относится к отложениям кошайской пачки алымской свиты, вполне кондиционно картируется по сейсмическим данным.

Отражающий горизонт IV (верхний мел, турон) формируется на пачке аргиллитов кузнецовской свиты, обладает высоким энергетическим уровнем практически на всей территории Западной Сибири.

Отражающий горизонт V (палеоген, ранний палеоцен) является глинистым флюидоупором талицкой свиты.

3 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ ПРОШЛЫХ ЛЕТ

В период с 1964-1995 гг., на Мыльджинском месторождении пробурено и исследовано 62 скважины. Одним из результатов интерпретации данных ГИС являются стратиграфические разбивки, отражающие глубины залегания и мощности пластов, слагающих разрез скважин (таблица 5).

Таблица 5 – Литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин на Мыльджинской площади

№ № скважин		1		2		3		5		10	
Альтитуда ротора, м		97,15		101,45		86,81		86,15		105,0	
Свита, возраст		Кровля, м	Мощ- ность, м	Кровля, м	Мощ- ность, м	Кровля, м	Мощ- ность, м	Кровля, м	Мощ- ность, м	Кровл я, м	Мощ- ность, м
Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен		166	66								
Люлинворская свита эоцен		232	105								
Талицкая свита палеоцен		337	62	342	66			333	53	377	61
Ганькинская свита даний, маастрихт		399	78	408	78	399	74	386	87	438	95
Березо- вская	Славгородская свита кампан+верхний сантон	477	47	486	49	473	52	473	48	533	38
	Ипатовская свита нижний сантон+коньяк	524	117	535	115	525	122	521	110	571	109
Кузнецовская свита турон		640	21	649	21	647	23	631	24	680	25
Покурская свита сеноман+альб+апт		662	778	672	797	670	787	655	801	705	798
Киялинская свита готерив+баррем		1441	541	1470	545	1457	516	1456	537	1503	512
Тарская свита валанжин		1985	70	2016	76	1973	82	1993	87	2015	80
Куломзинская свита валанжин		2054	277	2093	281	2055	287	2080	273	2095	269
Баженовская свита титонский		2332	11	2375	12	2342	13	2353	12	2364	13
Васюганская свита келловей+оксфорд		2345	43	2388	48	2355	55	2365	45	2377	41
Тюменская свита нижняя+средняя юра		2390	130	2437		2410		2410		2418	
Кора выветривания		2520	23								
Палеозой		2543									
Забой скважины		2563		2573		2505		2475		2531	

Для анализа геофизических исследований взяты данные по скважинам № 2 и № 111.

Скважина № 111 пробурена и исследована в 2002 г. и расположена в восточной части месторождения. Цель проведенных исследований – определение ФЕС и характера насыщения юрских коллекторов. Комплекс ГИС, интервалы, и масштаб проведенных исследований представлены в таблице 6.

Продуктивные пласты Ю₁ и Ю₂ исследованы в интервале от 2620,0 до 2708,0 м методами БК, БКЗ, ПС, ИК, ВИКИЗ, АК, НКТ, ГК, кавернометрия.

Электрический каротаж, который включает методы ИК, ПС, БКЗ и БК записывался в масштабе 1:200, скорость регистрации – 2000 м/ч аппаратурой К1А-723М.

Радиоактивный каротаж (РК), который включает методы ГК и НКТ записывался аппаратурой РК5-76 в масштабе 1:200 со скоростью регистрации от 200 до 400 м/ч.

Таблица 6 – комплекс геофизических исследований в скважине № 111 куст 5

Виды работ	Интервал исследования	Масштаб глубин
По всему стволу		
КС	355-2708 м	1:500
ПС	355-2708 м	1:500
Инклинометрия	355-2708 м	1:500
Продуктивные пласты Ю ₁ и Ю ₂		
Кавернометрия	2602-2708 м	1:200
ПС	2620-2708 м	1:200
ИК	2620-2708 м	1:200
БК	2620-2708 м	1:200
БКЗ	2620-2708 м	1:200
ВИКИЗ	2620-2708 м	1:200
ГК	2620-2708 м	1:200
НКТ	2620-2708 м	1:200
ГГК-п	2620-2708 м	1:200

ГГК-п, кавернометрия и ПС записывались в масштабе 1:200 со скоростью регистрации 200 м/ч аппаратурой СГП-2 АГАТ.

ПС и Акустический каротаж записывались в масштабе 1:200 со скоростью регистрации 1000 м/ч аппаратурой АКВ-1.

ВИКИЗ и ПС записывались со скоростью регистрации – 2000 м/ч аппаратурой ВИКИЗ.

Для решения геологических задач применялись следующие методы ГИС:

а) для литологического расчленения разреза – ПС, БКЗ, ИК, НКТ, ГГК-п, БК, ГК, АК, которыми можно с хорошей точностью дифференцировать разрез на глины, угли, а также песчаники, в том числе карбонатизированные (ПРИЛОЖЕНИЕ Б).

По рассматриваемому разрезу глины выделяются положительными показаниями ПС, высокими значениями кривых естественной радиоактивности I_γ (ГК), низкими значениями кривых сопротивлений (БКЗ, ИК, БК), а также нейтронного каротажа (НКТ).

Угли выделяются пониженными значениями радиоактивности (НКТ, ГК, ГГК-п) и повышенными значениями сопротивлений (ИК, БК, БКЗ).

Карбонатизированные песчаники выделяются пониженными показаниями кривых ГК, ПС и высокими показаниями кривы сопротивлений, нейтронного и плотностного каротажей.

Песчаники отличаются на кривых ПС отрицательными аномалиями, низкими значениями кривых естественной радиоактивности. По характеру насыщения – низкими значениями кривых каротажа сопротивлений (ИК, БК, БКЗ), если песчаник является водонасыщенным, высокими значениями сопротивлений, если песчаник нефтенасыщенный.

б) с целью выделения пластов-коллекторов применялись методы ВИКИЗ, ПС, кавернометрия.

По кривым кавернометрии коллектор характеризуется понижением диаметра скважины (D_c), за счет того, что в зоне проникновения (ЗП) происходит образование глинистой корки, однако, в данном разрезе этот метод работает плохо, т.к. пониженные значения кавернометрии наблюдаются по всему разрезу скважины (ПРИЛОЖЕНИЕ Б, каротаж ГГК-п), что можно объяснить ошибкой интерпретатора при записи диаграммы, или неисправностью аппаратуры.

В методе ВИКИЗ для пластов-коллекторов характерны расхождения значений между зондами различной глубины исследования (ПРИЛОЖЕНИЕ Б, каротаж ВИКИЗ).

По методу ПС коллекторы просматриваются по отрицательным аномалиям, образующимся вследствие возникновения диффузионно-адсорбционных потенциалов в скважине.

ФЕС коллекторов включают в себя K_n , $K_{пр}$, $K_{гп}$, и $K_{нг}$, рассчитываемые методами БК, ГК, ПС, БКЗ, ГГК-п, НКТ и АК [8].

На основе проведенных ГИС были выделены стратиграфические подразделения в разрезе скважины (таблица 7), а также получены и интерпретированы данные о коллекторах, плотных и углистых, опорных пластах (таблица 8).

Таблица 6 – Стратиграфические подразделения разреза скважины № 111

Подразделение	Кровля	Подошва
	<i>Система</i>	
Юрская	2620	2708
	<i>Свита</i>	
Баженовская	2620	2632,6
Георгиевская	2632,6	2634,6
Васюганская	2634,6	2687,2
Тюменская	2687,2	2708

Таким образом, обобщая и анализируя вышесказанное по скважине № 111, можно сделать выводы.

Пласт-коллектор Ю₁¹ представляется одним пропластком, толщина которого составляет 0,8 м, пористость 13 %, проницаемость 1,6 мД и нефтенасыщенность 69,5 %. По результатам расчета K_v пласт относится к зоне максимально возможной нефтегазонасыщенности (табл. 7), тем не менее, по зависимости: $R_{пн}=2.695 \times e^{2.532 \times \alpha_{СП}}$ (рис. 10) при $\alpha_{СП}=0.43$ УЭС насыщенного песчано-глинистого пласта-коллектора должно быть примерно 8,0 Ом*м, что гораздо меньше фактического 18,9 Ом*м, принимая во внимание то, что до условного уровня газо-водяного контакта 35,8 м, можно сказать, что рассматриваемый интервал пласта-коллектора Ю₁¹ возможно углефицирован, по характеру насыщения должен быть газонасыщен и с отсутствием воды (свободной) в поровом пространстве, не обладает предельным насыщением.

Интервалы пластов-коллекторов Ю₁² обладают невысокими фильтрационно-емкостными: проницаемость изменяется от 1,3 до 13,7 мД, пористость – от 12,6 % до 16,4 %. При этом число песчано-алевролитовых тел – около пяти с общей эфф. мощностью порядка 5,5 м и коэффициентом песчаности 40,8 %, а отдельные интервалы составили 0,7; 1,3; 0,9; 1,1 и 0,7 м. (табл. 7). Коэффициенты нефтегазонасыщенности составляют 39,5 %, 53,9 %, 47,6 %, 52,6 %, 36,1 % и зависят не только от ФЕС коллекторов (рис. 10), но и от расстояния до условного газовой контакта. По своим свойствам пропластки относятся к зоне остаточной водонасыщенности, по характеру насыщения являются *газонасыщенными* с отсутствием свободной воды в порах, но не обладающие предельным газонасыщением (табл. 7, рис. 11).

Коллекторы пласта Ю₁³⁻⁴ обладают высокими показаниями ФЕС, но при этом количество песчаных тел равно пяти, с общей эфф. мощностью 11,2 м и коэффициентом песчаности около 48,9 %, а отдельные толщины составили: 0,9; 4,9; 2,6; 1,8; 1,0 м. Пористость варьируется в пределах 16,3 % до 19,1 %, среднее значение – 18,4 %. Проницаемость – от 12,7 до 73,7 мД. $K_{пн}$ изменяются от 34,1 % до 79,2 %, (табл. 7).

Таблица 8 – Данные о коллекторах, плотных и углистых, опорных пластах скважины № 111

Интервал	H	R _п	Характер насыщения	K _{нг}	K _{по}	K _{пр}	K _{эфф}	K _{гл}
Пласт Ю ₁ ¹ (2634,6-2638,4)								
2637,6-2638,4	0,8	18,8	продуктивный	77,0	13,5	2	10	26,9
Итого: По продуктивной зоне	0,8			77,0	13,5	2	10	26,9
Число проницаемых прослоев: 1 Коэфф. песчаности: 0,21								
Пласт Ю ₁ ² (2641,4-2655,8)								
2641,4-2642,2	0,8	6,0	продуктивный	49,3	14,3	2	7	24,6
2644,4-2645,8	1,4	7,3	продуктивный	65,7	16,9	8	11	16,2
2649,4-2650,4	1,0	5,5	продуктивный	55,4	16,0	5	9	18,8
2653,2-2654,4	1,2	6,8	продуктивный	59,8	15,7	4	9	20,0
2655,0-2655,8	0,8	5,8	продуктивный	41,7	13,2	2	5	28,1
Итого: По продуктивной зоне	5,2			56,0	15,5	5	9	20,7
Число проницаемых прослоев: 5 Коэфф. песчаности: 0,36								
Пласт Ю ₁ ³⁻⁴ (2658,0-2682,6)								
2658,0-2659,0	1,0	7,5	продуктивный	67,1	17,1	9	11	15,4
2659,6-2662,8	3,2	11,6	продуктивный	80,8	19,5	43	16	7,7
2662,8-2664,8	2,0	13,3	продуктивный	81,9	19,5	43	16	7,7
2664,8-2665,2	0,4	16,0	продуктивный	84,0	19,0	30	16	9,2
2665,2-2667,6	2,4	18,5	продуктивный	85,9	19,0	30	16	9,2
2671,0-2671,8	0,8	15,5	продуктивный	83,4	18,6	21	15	10,8
2671,8-2673,0	1,2	12,0	продуктивный	79,4	18,6	21	15	10,8
2675,8-2676,8	1,0	4,8	пр+в	52,5	16,8	7	9	16,5
Итого: По продуктивной зоне По пр+в зоне	11,0 1,0			81,0 52,5	19,0 16,8	33 7	15 9	9,3 16,5
Число проницаемых прослоев: 4 Коэфф. песчаности: 0,49								
Пласт Ю ₂ (2687,2-2704,8)								
2698,2-2699,2	1,0	4,3	вода	-	15,0	3	6	22,3
2699,6-2700,0	0,4	4,2	вода	-	13,7	2	4	26,5
2700,4-2700,8	0,4	4,2	вода	-	13,7	2	4	26,5
2700,8-2701,4	0,6	3,6	вода	-	13,7	2	3	26,5
2701,4-2702,4	1,0	3,9	вода	-	13,7	2	3	26,5
2703,0-2703,6	0,6	4,6	вода	-	13,5	2	5	26,9
2704,0-2704,6	0,6	5,0	вода	-	13,2	2	5	28,1
Итого: По водоносной зоне	4,6			-	13,9	2	-	25,9
Число проницаемых прослоев: 5 Коэфф. песчаности: 0,26								
ВСЕГО								
По продуктивной зоне	17,0			13,2	17,7	23	13	13,6
По пр+в зоне	1,0			52,5	16,8	7	9	16,5
По водоносной зоне	4,6				13,9	2	-	25,9
Данные о плотных и углистых пластах								
Интервал	H		Тип					
2638,4-2640,6	2,2		4					
2642,6-2643,2	0,6		3					
2651,8-2652,2	0,4		3					
2656,4-2657,2	0,8		4					
2667,6-2671,0	3,4		3					
Данные об опорных пластах								
Интервал	Амплитуда оп. пласта			Глубина оп. пласта				
2620,0-2708,0	107,5			2664,6				

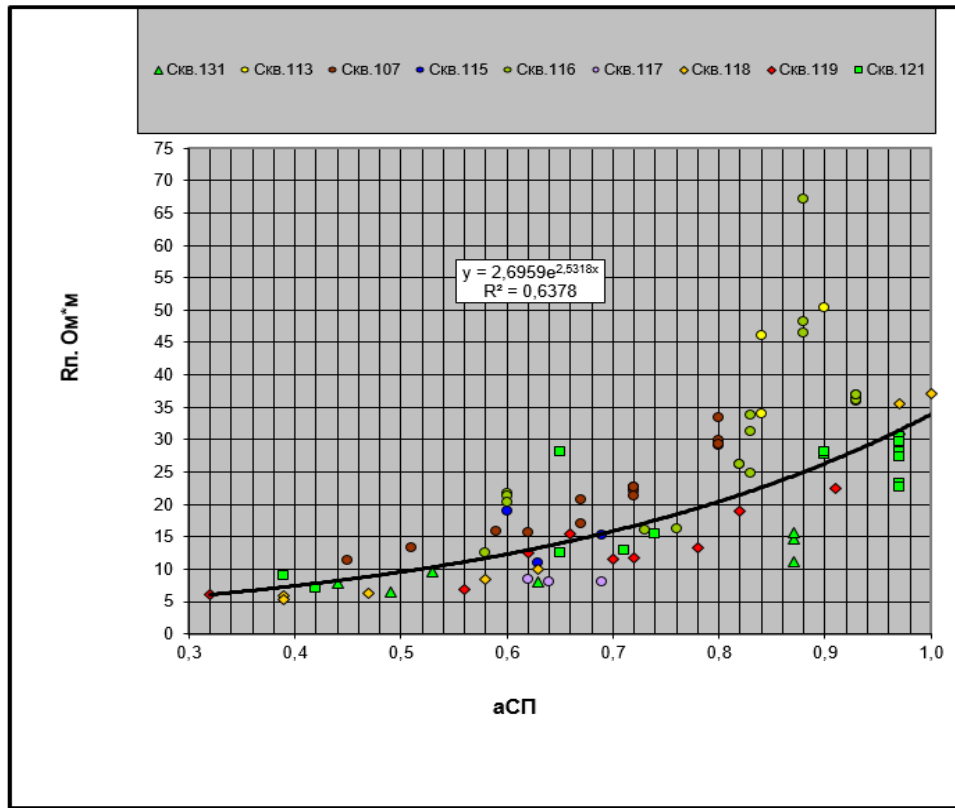


Рисунок 10 – Зависимость УЭС от относительной амплитуды СП [45]

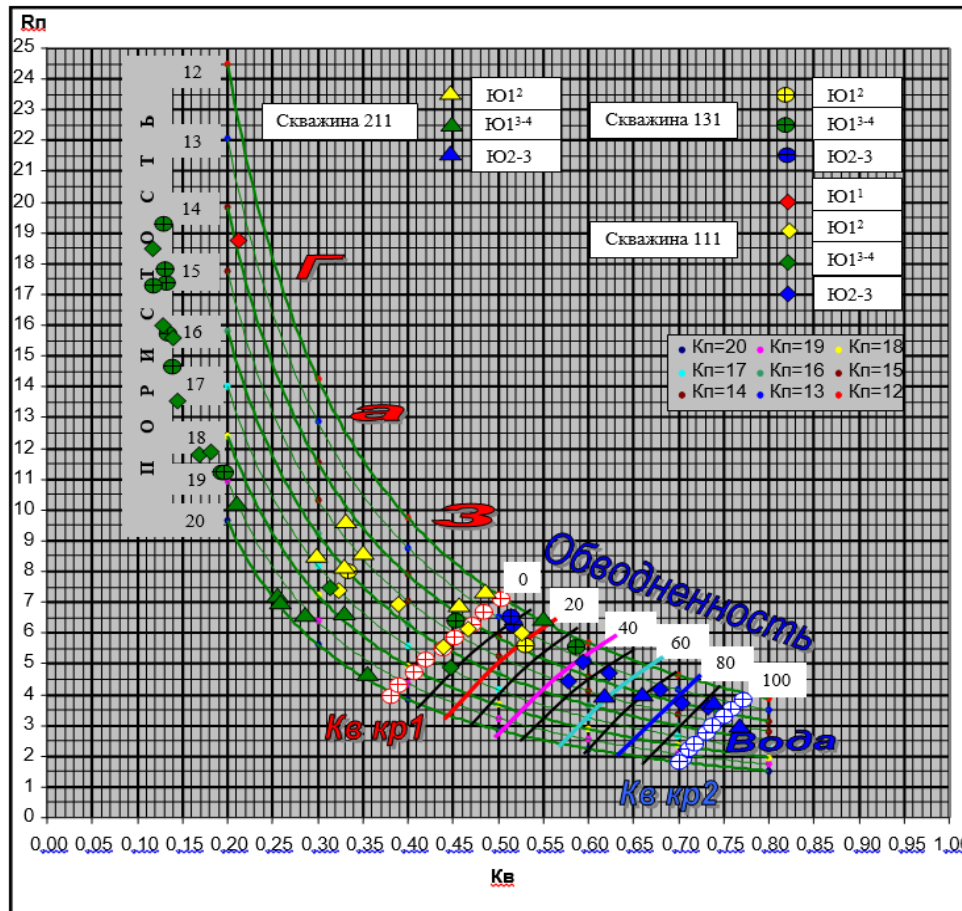


Рисунок 11 – Оценка характера насыщения и прогноз обводненности пластов [45]

Коллекторы пласта $Ю_1^{3-4}$, кроме подошвенного интервала (а.о. 2309.5-2310.5 м), по своим показателям относятся к зоне остаточной водонасыщенности, по характеру насыщения являются газонасыщенными с отсутствием свободной воды в порах.

Интервал а.о. 2309.5-2310.5 м относится к зоне с критическим водонасыщением, поэтому по характеру насыщения возможно газ с содержанием воды.

Коллекторы пласта $Ю_2^3$ обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами: 3 песчано-глинистых тела с $h_{эфф}=0.9, 0.4$ и 1.9 м. со значениями проницаемости $1,7-4,0$ мД и пористостью от $13,1\%$ до $14,5\%$, по характеру насыщения являются зоной с остаточным нефтегазонасыщением, по насыщению являются водонасыщенными. Газовым каротажем пласт не охарактеризован.

Расчетное значение условного газовойдяного контакта по скважине составило около минус 2310 м.

Скважина № 2 расположена в центральной части Мыльджинского месторождения. Основные ГИС, проведенные в скважине № 2, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Геофизические работы скважины № 2 [45]

Дата	Вид исследования	Масштаб	Интервал
Забой – 2573 м			
14.04.65г	A0.2M0.5N,ПС	1:200	1820–1930
	A4M0.5N	1:500	260–1790
	A0.4M0.1N	1:500	260–1780
	A1M0.1N	1:500	260–1820
	Кавернометрия	1:500	260–1770
	A8M1N	1:500	270–1790
	Инклинометрия	1:500	0–2570
24.07.65г	A0.4M0.1N	1:200	1830–2570
	A2M0.5N с ПС	1:200	1820–2560
	A4M0.5N	1:200	1840–2560
	N M0.5 A4	1:200	1840–2560
	N8 M0.5 A	1:200	2030–2560
	A8M1N	1:200	1810–2560
	ГК	1:500	510–2000
26.07.65г	M0.025N0.025A M0.05A	1:200	1570–2570
25.07.65г	Кавернометрия		0–2570

В рекомендованных по данным ГИС объектах было получено подтверждение нефтегазонасыщенности интервалов.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

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

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

4.2 Обоснование объекта исследований

В результате анализа работ прошлых лет, анализируя стратиграфические разбивки и изученность участка глубоким бурением по кровле юрских отложений (рис. 7), установлено, что западный участок площади охарактеризован пониженной плотностью скважин. Исследованиями необходимо уточнить положение ГВК с целью увеличения площади газоносности и приращения запасов по категории C_1 а также установления характера насыщения палеозойского горизонта [11].

Проектом предусмотрено проведение геофизических исследований в скважине, заложенной в западной части Мыльджинского месторождения (рис. 12). Бурение проектируется с забоем в 2750 м. Стратиграфическая разбивка ожидаемых глубин свит представлена в таблице 10. На рис. 13 представлен геологический разрез по линии скважин 123-10-44-2-24-16-21-17.

Таблица 10 – Стратиграфическая разбивка для проектируемой скважины № 123

Свита, отложения	Кровля, м	Свита	Кровля, м
Четвертичные	–	Киялинская свита	1500
Некрасовская	–	Тарская свита	2040
Чеганская	–	Куломзинская свита	2130
Люлинворская	–	Баженовская свита	2410
Галицкая	410	Георгиевская свита	-
Ганькинская	440	Васюганская свита	2420
Славгородская	520	Тюменская свита	2465
Ипатовская	580	Кора выветривания	2680
Кузнецовская	690	Палеозой	2690
Покурская	710	Забой скважины	2750

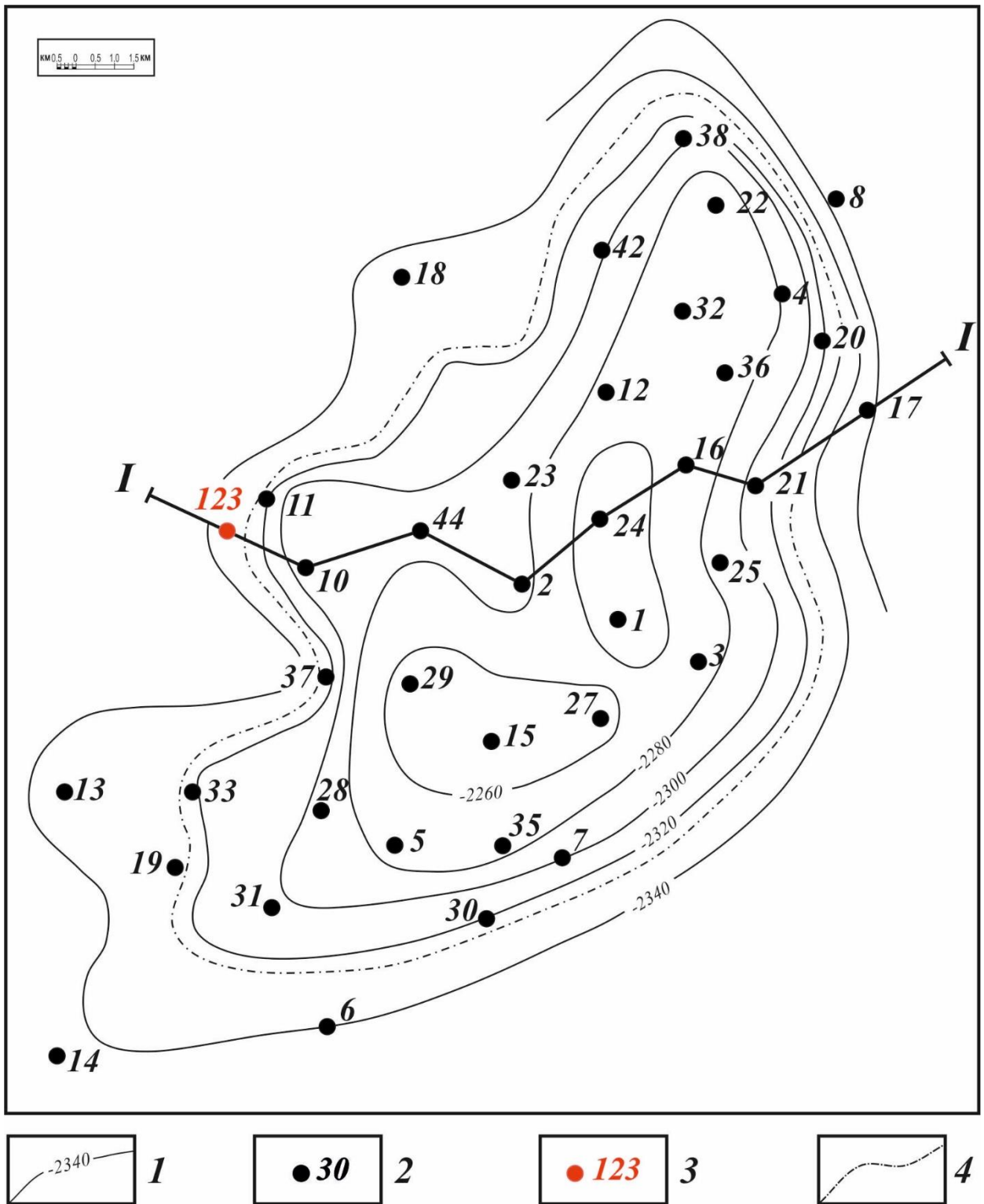


Рисунок 12 – Схема размещения проектной скважины № 123 на Мыльджинском месторождении на структурной карте по отражающему горизонту Па (подшва баженовской свиты): 1 – изогипсы; 2 – пробуренные скважины; 3 – проектная скважина; 4 – внешний контур газоносности

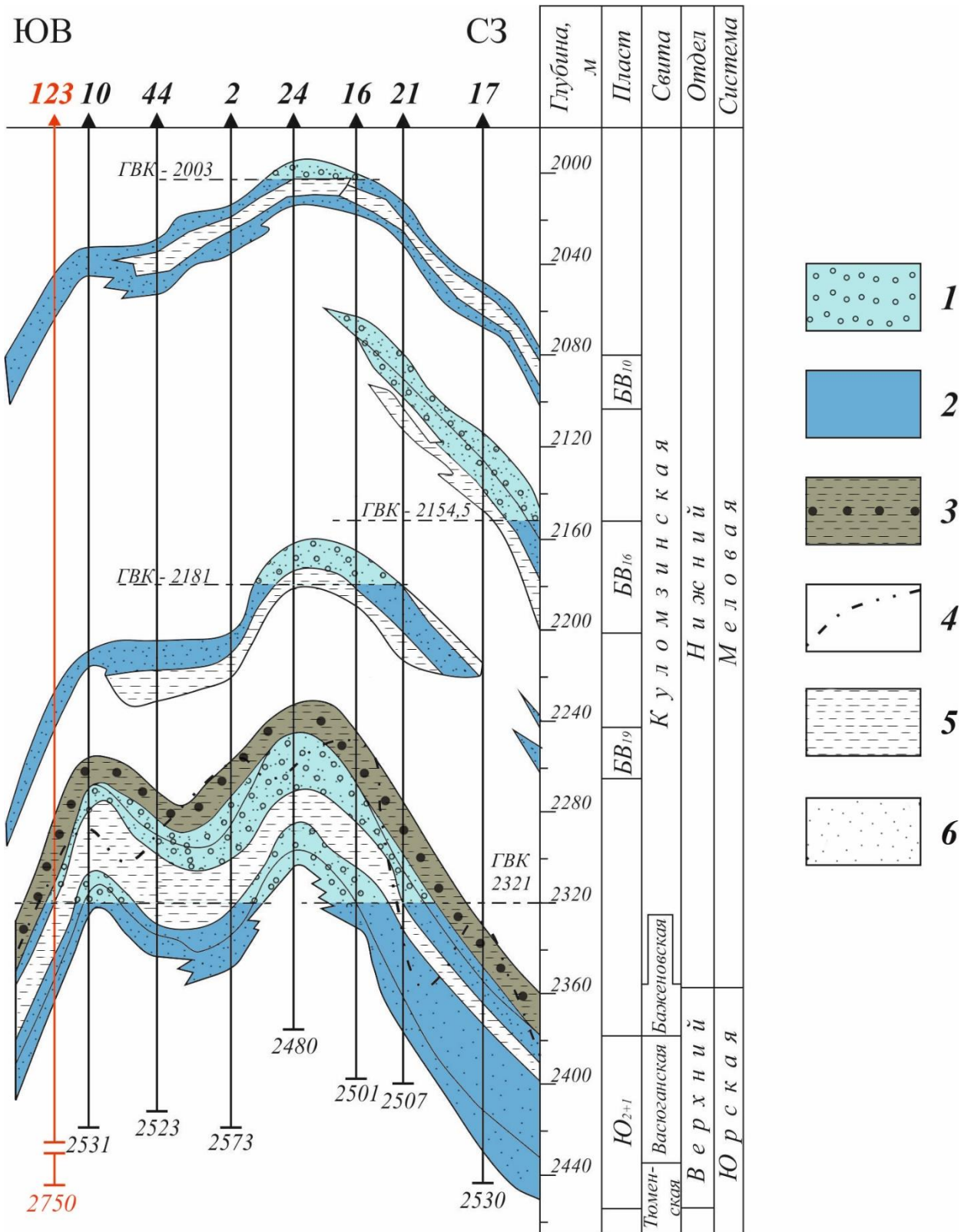


Рисунок 13 – Положение проектной скважины № 123 на геологическом разрезе I-I:
 1 – газонасыщенный коллектор; 2 – водонасыщенный коллектор; 3 – аргиллиты баженовской свиты; 4 – отражающий сейсмический горизонт II^a; 5 – аргиллиты и алеволиты; 6 – песчаник

4.3 Априорная физико-геологическая модель объекта

Априорная физико-геологическая модель (ФГМ) объекта дает возможность получить первоначальную информацию об объекте исследования и предусмотреть возможные осложнения в процессе проведения работ, а также выбрать оптимальным образом методы ГИС для решения поставленных задач. Физико-геологическая модель строится на основании анализа скважин, пробуренных на исследуемой площади. По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин построена ФГМ продуктивной части (горизонт Ю₁) Мыльджинского месторождения (рис. 14).

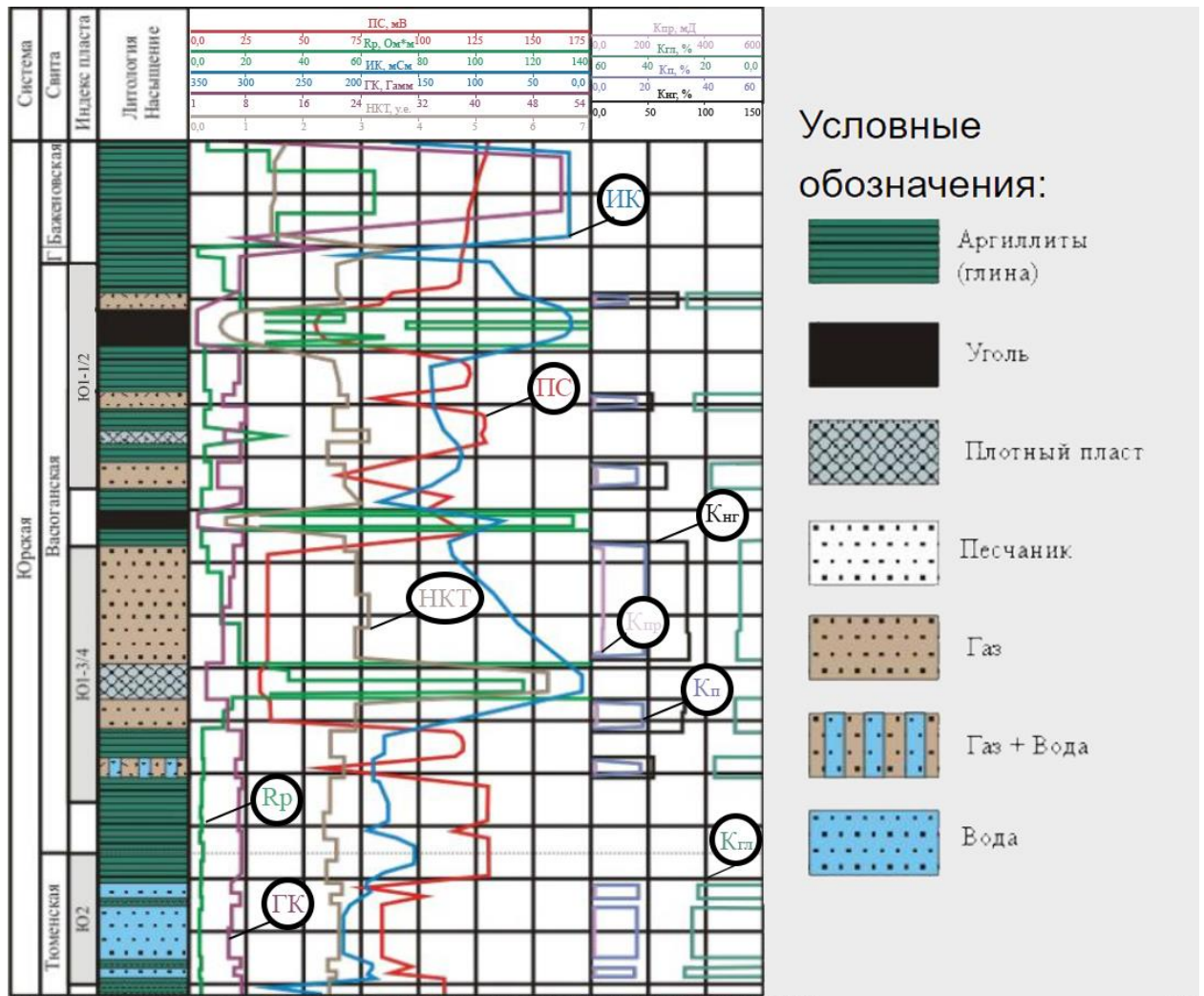


Рисунок 14 – ФГМ горизонта Ю₁ Мыльджинского месторождения

Согласно модели, интервал продуктивного горизонта Ю₁ по кривым разных методов сильно изрезан, что связано с тонким переслаиванием литологических разностей (глины, песчаники, карбонатизированные песчаники, уголь).

Продуктивный горизонт Ю₁ представлен следующими литологическими разностями:

- а) пласт Ю₁¹⁻² сложен песчаниками, с прослоями глин и угля;
- б) пласт Ю₁³⁻⁴ сложен песчаниками, глинами, карбонатизированным песчаником.

По данным ГИС литологический состав пород разреза отражается следующим образом. На каротажной диаграмме глины выделяются по низким значениям сопротивления, на кривой ПС – по положительным приращениям, на кривой ГК – по максимальным значениям, по НКТ – средним значением, несколько выше, чем у песчаников.

Песчаным породам по кривой ПС соответствуют отрицательные приращения, амплитуда которых возрастает при снижении глинистости. По НКТ песчаники выделяются по средним значениям. По кривой ГК соответствуют низкие значения, повышающиеся с ростом глинистости и зависящие от минерального состава породы. УЭС песчаников изменяется в широких пределах: у песчаников УЭС 2,5 Ом*м, у нефтенасыщенных – значительно выше.

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

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

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

Литологическое расчленение разреза и выделение пластов-коллекторов производится методами ПС, кавернометрией, БКЗ, МКЗ, дополнительные методы – БК, ИК, МБК, НГК.

Определение глинистости осуществляется при помощи методов ГК и ПС. Для определения $K_{гд}$ используются эмпирические зависимости от двойного разностного параметра по гамма-каротажу и относительной амплитуды аномалии $\alpha_{нс}$ по ПС.

Определение пористости осуществляется при помощи методов НГК и ПС.

Определение проницаемости коллекторов производится методами УЭС, глинистости – ПС и ГМ.

Определение характера насыщения коллекторов и местоположения водонефтяного контакта осуществляется методами БК, АК.

Контроль технического состояния скважины производится методами АКЦ, инклинометрии, термометрии.

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

Метод ПС обуславливается: 1) фильтрацией вод из ПЖ (промывочная жидкость) в породы и пластовых вод в скважину; 2) адсорбцией ионов на поверхности минеральных частиц ГП, а также диффузией солей из пластовых вод в ПЖ и наоборот, а также; 3) реакциями окисления и восстановления, которые происходят внутри пород, а также на контакте их с ПЖ и металлами [13].

В осадочных породах в большинстве случаев большими отрицательными аномалиями $U_{\text{пс}}$ отличаются чистые песчаники, гидрохимические и карбонатные осадки, положительными аномалиями характеризуются глины и сильно заглинизированные породы.

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

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов: ${}^{238}_{92}\text{U}$, ${}^{226}_{88}\text{Ra}$, ${}^{232}_{90}\text{Th}$, ${}^{40}_{19}\text{K}$. Высокой радиоактивностью отличаются магматические породы, низкой радиоактивностью – осадочные породы, промежуточной отличаются метаморфические породы. Содержание радиоактивных элементов в магматических породах закономерно связано с количеством кремнекислоты. Наиболее радиоактивны кислые разности пород, минимальная радиоактивность у ультраосновных пород. Радиоактивность осадочных пород в первую очередь определяется радиоактивностью породообразующих минералов. Низкими значениями радиоактивности обладают песчаники, пески, известняки, ангидриты, доломиты и т.д. Высокой радиоактивностью обладают битуминозные сланцы, глины, аргиллиты [13].

Кавернометрия – метод заключается в измерении диаметра скважины. Фактический диаметр скважины измеряется каверномерами. Кавернограмма – кривая фактического измерения диаметра скважины в масштабе глубин. При бурении диаметр долота зависит от конструкции скважины. Номинальный диаметр – соответствие диаметра пробуренной части ствола скважины, диаметру долота или коронки. Увеличение диаметра – образование каверн характерно для глинистых и углей, уменьшение – для песчаных

пород-коллекторов, в которых возникает образование глинистой корки на стенке скважины [13].

Метод АК – основан на определении упругих свойств горных пород по данным о распространении в них упругих волн. Данные АК используются для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин, выделения пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов, оценка коэффициента пористости пород, определение положения ВНК и ГЖК [13].

Методы кажущегося сопротивления (КС) – основаны на изучении распределения искусственного стационарного и квазистационарного электрических полей в горных породах. В группу методов КС входят такие методы как: метод обычных зондов КС, метод специальных зондов КС, БКЗ, резистивиметрия, МКЗ [13].

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

Сущность метода состоит в измерении ρ_k однотипными зондами разной длины: 1) А0,4 М0,1 N; 2) А1,0 М0,1 N; 3) А2,0 М0,5 N; 4) А4,0 М0,5 N; 5) А6,0 М1,0 N; 6) N0,5 М2,0 [13].

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

В интервалах, характеризующихся на кавернограмме увеличением диаметра скважины (каверна с $d_k > 15$ см), оба микрозонда регистрируют низкие и одинаковые значения ρ_k , отражающие кажущееся сопротивление бурового раствора [13].

Боковой картаж (БК) – метод применяется для определения УЭС, для изучения маломощных пластов-коллекторов, для уточнения $h_{эф}$.

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

В методе ИК измеряется $\sigma_{эф}$, которая зависит от проводимостей пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости, вмещающих пород, от $d_{скв}$, h пласта, размера конструкции зонда [15].

По диаграммам индукционного каротажа более точно определяется положение ВНК и УЭС водоносных коллекторов малого сопротивления [13].

Микробоковой картаж. Интерпретация диаграмм по данному методу заключается в оценке удельного электрического сопротивления промытой части пласта.

Нейтронный гамма картаж (НГК) – сущность метода состоит в исследовании интенсивности γ -поля, образовавшегося в результате поглощения тепловых нейтронов породообразующими элементами. Интенсивность гамма-излучения радиационного захвата зависит от числа тепловых нейтронов. Число нейтронов зависит от поглощающих и замедляющих свойств горной породы. Замедляющие свойства среды зависят от водородосодержания. Поглощающие свойства среды зависят от водородосодержания, а также от содержания таких элементов как: хлор, бор, железо, марганец и др. которые обладают высоким сечением захвата тепловых нейтронов в окружающей среде.

НГК применяется для решения следующих задач: литологическое расчленения разреза; выделение пластов-коллекторов; определение их пористости; отбивка ВНК; выявления элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов [13].

Инклинометрия – метод позволяющий определить положения ствола скважины в пространстве с учетом зенитного и азимутального углов. Зенитный угол характеризует величину отклонения скважины в данной точке от вертикали. Его надо учитывать в процессе бурения скважины. Данные об искривлении скважины необходимы для определения глубины расположения забоя и истинных глубин залегания пластов, расчета нормальной мощности пластов, для осуществления контроля искривления скважины и выявления участков резких отклонений ствола скважины, которые могут осложнять спуск бурового инструмента, геофизических приборов, обсадных труб и скважинных фильтров [13].

Термометрия – метод заключается в измерении: 1) температуры по стволу скважины, которая производится для изучения местных (локальных) тепловых полей; 2) естественного теплового поля Земли; 3) искусственных тепловых полей, вызванных наличием в скважине промывочной жидкости и цементного раствора в затрубном пространстве.

Задачи, решаемые методом термометрии: 1) определение высоты подъема цемента за колонной; 2) выявление перетоков флюида в затрубном пространстве и мест его поступления в скважину; 3) установление интервалов поглощения жидкости или ее поступление из пласта в скважину в процессе бурения [15].

Контроль цементирования затрубного пространства АК основан на измерении амплитуды преломленной продольной волны, распространяющейся на обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод позволяет: 1) установить высоту подъема цемента; 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной; 3) обнаружить каналы, трещины и каверны; 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами; 5) исследовать процесс формирования цементного камня во времени [13].

Газовый каротаж – метод основан на исследовании количества и состава газа в промывочной жидкости. Метод является прямым методом изучения нефтегазоносных коллекторов, также газовый каротаж позволяет определить фазовый состав содержащихся в пласте углеводородов; выявлять водонасыщенные интервалы коллекторов, контактирующие с нефтенасыщенной зоной пласта [13].

Таким образом, в скважине № 123 проектом предусматривается выполнить следующие работы (табл. 11).

Таблица 11 – Комплекс проектных ГИС

№ пп	Название исследований	Масштаб	Интервалы исследований, м
В кондукторе (открытый ствол)			
1	Стандартный каротаж ПС ГК и НГК Кавернометрия	1 : 500 1 : 500 1 : 500 1 : 500	0-770
Каротаж в открытом стволе			
2	Стандартный каротаж ПС ГК и НГК Кавернометрия Газовый каротаж	1 : 500 1 : 500 1 : 500 1 : 500 1 : 500	770-2750
3	БК, БКЗ, ИК	1 : 200	1660-2750
Каротаж в продуктивной части разреза			
4	ПС, БК, БКЗ, ИК, ГК и НГК, МБК	1 : 200	2240-2750
5	АК Кавернометрия Микрозондирование Газовый каротаж	1 : 200 1 : 200 1 : 200 1:500	2240-2750
Каротаж с целью определения технического состояния скважины			
6	Термометрия АКЦ Инклинометрия	1: 200 1: 200 Через 25 метров	770-2750 0-2750 0-2750
7	Перфорация: 2270-2315; 2690-2750		
8	Контроль перфорации (ЛМ): 2250-2350; 2650-2750		

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проведения проектных геофизических работ и аппаратура

На Мыльджинском месторождении запланированные ГИС будут проведены согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. РД 153-39.0-072-01», утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года [14].

Комплекс проводимых работ состоит из следующих этапов:

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

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

Выбор аппаратуры, масштабы и скорости записей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор аппаратуры и параметры записи

Вид исследования	Прибор	Масштаб записи	Скорость запись, м/час
Стандартный каротаж: ПС КС	К1А-723М	12.5 мВ/см 2,5 Ом*м/см	1800
Боковой каротаж	К1А-723М	-	1800
Индукционный каротаж	К1А-723М	20 мСим/см	1800
МКЗ	МК-Г	1 : 200	1000
БКЗ А4М0.5N; А0.4М0.5N; А1М0.5N; N0.5М2.0А; N6.0М0.5А	К1А-723М	2,5 Ом*м/см	2000
НКТ и ГК	РКС-3М	1 : 200; 1:500	160
Кавернометрия	СКПД	1 : 200; 1:500	1700
Инклинометрия	ИОН-1	ч/з 25 м	ч/з 10 м

К1А–723М предназначен для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. Прибор обеспечивает измерение за один проход по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ, зондом КС, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК, резистивиметром, ПС. Внешний вид установки представлен на рис. 15.



Рисунок 15 – Внешний вид прибора К1А–М

РКС-3М предназначен для исследований газовых и нефтяных скважин методами двухзондового ННКт, и гамма-каротажа (ГК), по данным которых определяется водонасыщенная пористость и мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения горных пород. Прибор также имеет датчик локатора муфт (ЛМ). Схема зондовых установок прибора РКС-3М приведена на рис. 16.

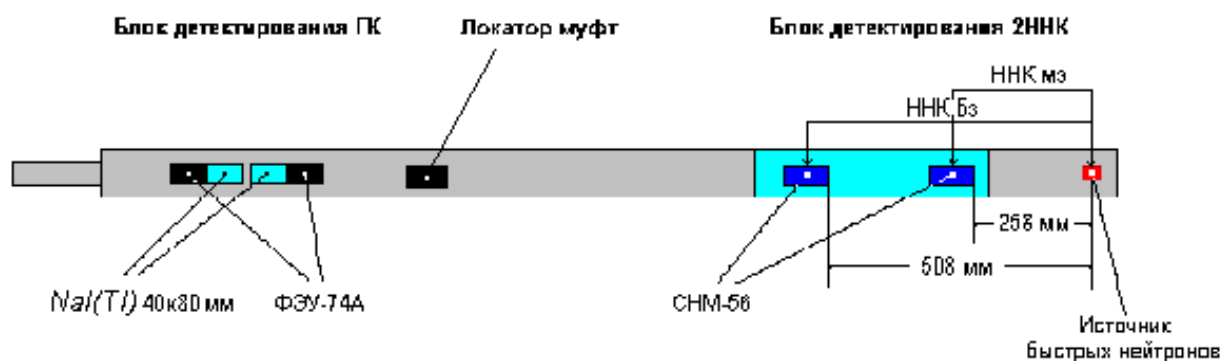


Рисунок 16 – Схема зондовых установок прибора РКС-3М

СКПД – скважинный каверномер. Контроль технического состояния ствола скважины основан на использовании скважинного каверномеров-профилемеров. Получаемые данные позволяют судить о форме сечения скважины, выявлять в ней наличие каверн, желобов, уступов и других аномальных отклонений от номинального диаметра (рис. 17).

ИОН-1 – магнитный инклинометр, предназначенный для непрерывного измерения азимутального и зенитного углов в функции глубины необсаженных скважин до 5000 м с выводом результатов на экран монитора компьютера, построением профиля обмеренного участка скважины в трех проекциях с указанием мест отклонения скважины от заданной траектории и выдачей результатов на принтер непосредственно на буровой (рис. 18).



Рисунок 17 – Скважинный каверномер СКПД



Рисунок 18 – Магнитный инклинометр ИОН-1

Геофизическая станция КЕДР-02 (рис. 19) обеспечивает прием и обработку информационных, аналоговых и цифровых сигналов. Которые поступают по одножильному (или трехжильному) геофизическому кабелю от скважинной аппаратуры без наземных панелей, а также поступают от датчика глубины импульсного типа и датчиков магнитных меток глубины.



Рисунок 19 - Геофизическая лаборатория “КЕДР”

5.2 Метрологическое обеспечение проектируемых работ

Система метрологического обеспечения геофизических исследований скважин – это целый комплекс средств как технических, так и методических. Они обеспечивают целостность, точность и достоверность результатов. Главная цель метрологического обеспечения ГИС – это увеличение эффективности ГПР с помощью повышения точности и достоверности получаемой в итоге геофизических исследований информации.

Повышение качества ГИС проводится с помощью применения метрологического обеспечения и стандартизации аппаратуры и оборудования ГИС. Для проведения исследований используются скважинные приборы каротажные станции, которые прошли все необходимые калибровки в метрологической службе предприятия, аккредитованного на проведение этих работ. При отсутствии на предприятии метрологической службы, калибровка технических средств выполняется метрологической службой другого предприятия или юридического лица, имеющего аккредитацию. Калибровку выполняется с использованием образцовых технических средств, указанных в документации по эксплуатации на оборудование и приборы, в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов или оборудования [16].

Первичная калибровка приборов, результаты которой являются основной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств, проводится поставщиком скважинных приборов и наземного оборудования.

Калибровка приборов на базах предприятий проводится с периодичностью, которая указана в эксплуатационной документации и не реже, чем один раз в квартал.

Периодические калибровки выполняются при помощи калибровочных установок, которые указаны в эксплуатационной документации на оборудование и

приборы. Измерения проводятся с использованием наземного оборудования, которое соответствует тому, которое будет применяться при проведении ГИС по всем параметрам и характеристикам. При каждом спуске и подъеме скважинных приборов, выполняются калибровки данных приборов в полевых условиях в случае, если это предусмотрено эксплуатационной документацией на отдельные приборы.

Калибровка приборов для проектируемой скважины будет выполняться на производственной базе «Вахта-40» Мыльджинского месторождения компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» в центре метрологического обеспечения приборов и оборудования.

5.3 Интерпретация геофизических данных

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

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

Первичные данные создаются в формате LAS. Главными целями вторичного контроля результатов ГИС являются: оценка полноты выполнения заявленного комплекса геофизических исследований; возможность использования результатов измерений для количественной и качественной интерпретации.

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

Выделение коллекторов.

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

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

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

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

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

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

6 ПРОБЛЕМАТИКА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ НА МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

6.1 Актуальность исследования

Проблема обеспечения хорошего качества заканчивания скважин в последние годы приобретает особую актуальность в виду того, что огромное число разрабатываемых залежей мелового и юрского НГК вступают в позднюю стадию разработки, а львиная часть запасов углеводородов относится. «Мы должны идти не вширь, а вглубь, брать объекты, которые казались нам дорогими или трудными с технологической точки зрения: то, что сегодня называется трудно извлекаемыми запасами» [16].

На результаты заканчивания прежде всего влияют: первичное вскрытие (бурение) продуктивного пласта, цементирование затрубного пространства скважины, вторичное вскрытие пластов-коллекторов, в основном при помощи перфораторов кумулятивного действия, а также способ вызова притока.

Качественное вскрытие перфорацией пластов-коллекторов имеет первостепенное значение для правильной оценки продуктивности нефтегазоносных толщин, подсчета запасов газа и нефти, достижения максимально возможной газо и нефтеотдачи пластов, а также выбора наиболее эффективных методов интенсификации работы пласта и скважин в целом. Качество вторичного вскрытия существенно влияет на степень гидродинамического совершенства скважин.

6.2 Сущность перфорации и её виды

По окончании бурения скважины ее стенки закрепляют обсадными трубами; в интервалах залегания продуктивных и водоносных пластов колонна цементируется. При этом газоносные и нефтеносные пласты перекрываются обсадными трубами и цементным кольцом, следовательно, приток жидкости и газа в такую скважину оказывается невозможным, пока не будут созданы все условия для сообщения между продуктивным пластом и скважиной. Для создания возможности притока жидкости и газа из пласта создают ряд отверстий (каналов), которые обеспечивают сообщение жидкости и газа между пластом и скважиной [17].

В большинстве случаев, отверстия в колонне и цементном кольце создаются с помощью прострела. Данный процесс называют перфорацией колонны. Аппараты, с помощью которых производится прострел называются перфораторами.

Перфораторы спускают в скважину на каротажном (геофизическом) кабеле. Также, перфорация применяется с целью вскрытия в нагнетательных скважинах заводняемых пластов, а также для проведения изоляционных работ и после них: при переходе на другие продуктивные горизонты т. д.

Различают следующие виды перфорации:

- а) пулевая,
- б) торпедная,
- в) кумулятивная,
- г) пескоструйная.

Пулевая, торпедная и кумулятивная перфорации осуществляются на промыслах ПГП при помощи оборудования, аппаратуры и приборов, которые имеются в распоряжении партии. Пескоструйная перфорация производится техническими службами и средствами нефтяных промыслов.

Пулевая перфорация. Стреляющий аппарат в этом случае спускают в скважину на электрическом кабеле. Аппарат состоит из нескольких камер-стволов, заряжающиеся

пулями диаметром 12,5 мм. Каморы в свою очередь заряжаются взрывчатым веществом и детонаторами. При подаче через геофизический кабель с помощью взрывной машинки электрического импульса пули пробивают обсадную колонну и цемент, внедряясь в породу, образуют канал для движения жидкостей и газов из пласта в скважину.

Примерно в 90 % случаев, вторичное вскрытие пласта производится стреляющими перфораторами, как правило, кумулятивного действия. Все кумулятивные перфораторы, кроме перфораторов типа ПНКТ, спускаются в скважину на геофизическом кабеле [18].

Для предотвращения фонтанирования после перфорации, скважина быть заполнена раствором необходимой плотности. Данная технология перфорации допускает проникновение скважинного раствора в продуктивный пласт во время вторичного вскрытия.

Вторичное вскрытие продуктивных пластов при помощи перфорации в условиях депрессии осуществляется:

- А) перфораторами типа ПНКТ, спускаемых на колонне НКТ без лубрикатора;
- Б) малогабаритными перфораторами, которые спускаются на геофизическом кабеле внутри колонны НКТ, при герметизации лубрикатором устья скважины.

В первом случае инициирование взрыва производится сбрасыванием в НКТ резинового шара, который действует на взрывное устройство как поршень. Методы доставки перфораторов до продуктивного пласта представлены на рисунке 20.

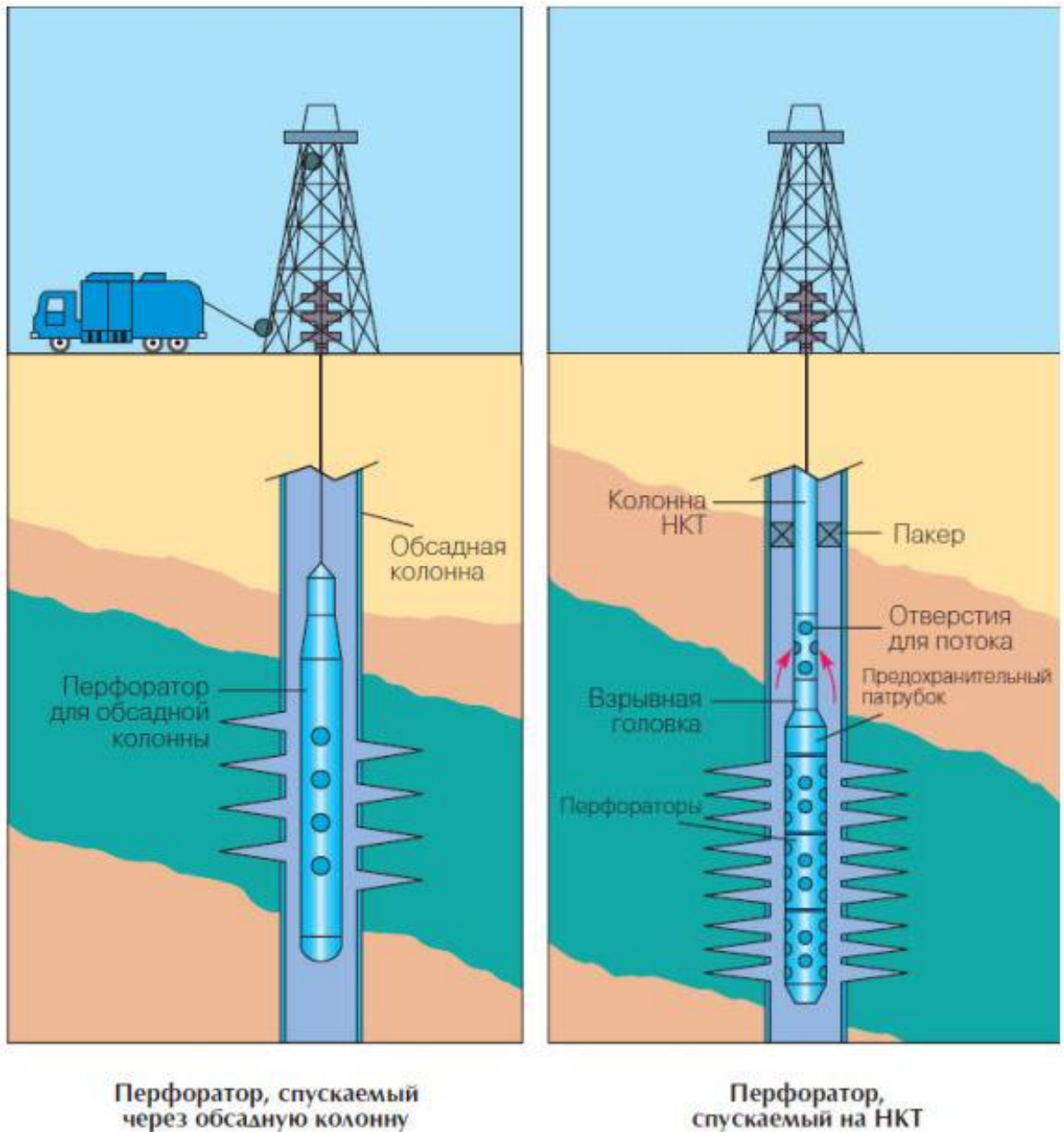


Рисунок 20 – Методы доставки перфораторов [19]

6.3 Принцип работы кумулятивных перфораторов

Кумулятивная перфорация производится стреляющими перфораторами, которые не имеют пуль или снарядов. Прострел колонны, цемента и непосредственно пласта достигается за счет сфокусированного взрыва – кумулятивной струи. Такая фокусировка обуславливается конической формой заряда взрывчатого вещества (ВВ), облицованной листовой медью, толщина которой составляет 0,6 мм. Масса взрывчатого вещества одного кумулятивного заряда (в зависимости от типа перфоратора) до 25-50 г.

Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя в головной части достигает скорости 6-8 км/с, создавая давление на преграду до 106 Мпа (рис. 21).

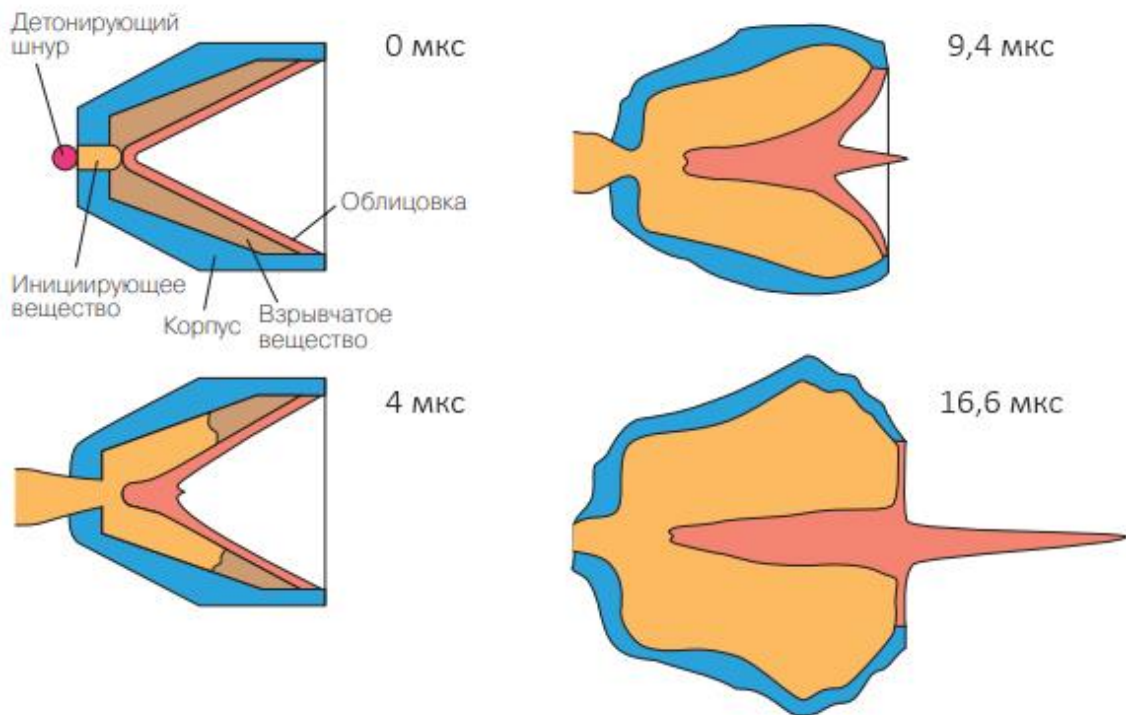


Рисунок 21 – Схематическое представление детонации кумулятивного заряда [19]

При таком кумулятивном воздействии в преграде образуется перфорационный канал глубиной до 360 мм и диаметром до 8-14 мм в средней части. Размеры каналов напрямую зависят от прочности вскрываемого пласта и типа перфоратора.

Кумулятивные перфораторы делятся на *корпусные* и *бескорпусные*. Корпусные перфораторы после перезаряда используются многократно. Бескорпусные перфораторы – используются однократно.

6.4 Применение перфораторов в породах разной плотности

Применение перфораторов различных видов и конструкции зависит от плотности вскрываемых пород-коллекторов. В твердых породах рекомендовано применять кумулятивную перфорацию, а в менее плотных, а также малопроницаемых породах – снарядную, в рыхлых породах, а также в слабо цементированных песчаниках – пулевую.

Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает - 30 м, торпедным - 1 м, пулевым - до 2,5 м. Это - одна из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Для выбора оптимального вида перфорирования и типа перфорирования, который больше подходит для вскрытия породы-коллектора, необходимо рассмотреть общее взаимодействие перфорирования данного коллектора.

Основы взаимодействия между перфорациями и коллектором.

Успешность вызова притока флюида в скважине зависит от того, насколько хорошо программа прострелочно-взрывных работ (ПВР) учитывает свойства породы-коллектора. Программа ПВР предусматривает определение двух факторов:

А) перепад давлений между скважиной и коллектором (чаще всего предпочтение отдается депрессии, что в свою очередь означает, что во время прострелочно-взрывных работ давление в коллекторе выше, чем в скважине);

Б) выбор перфоратора, что в свою очередь определяет глубину проникновения, плотность выстрелов, фазировку, а также диаметр входного отверстия. Важность разных компонентов геометрии выстрела зависит от типа заканчивания (табл. 13) [19].

Основное свойство коллектора, которое влияет на эффективность потока – это анизотропия проницаемости. В песчанике причиной анизотропии проницаемости является ориентация частиц по отношению к их напластованию; в карбонатных породах – трещины, а также стиллолиты. В большинстве пластов-коллекторов вертикальная проницаемость существенно меньше горизонтальной. Производительность скважины во всех случаях увеличивают за счет использования перфораторов с высокой плотностью выстрелов.

Естественные разломы, которые широко распространены в коллекторах, могут создавать очень высокую проницаемость даже при весьма низкой матричной проницаемости. Тем не менее, для поддержания производительности скважины после прострелочно-взрывных работ в трещиноватых коллекторах необходимо хорошее гидравлическое сообщение между трещинами и перфорационными отверстиями. С точки зрения увеличения вероятности пересечения трещины, глубина проникновения кумулятивной струи представляется важнейшим фактором. Угол фазировки занимает второе место. Плотность выстрелов важна меньше всего, так как разломы образуют плоскости, и увеличенная плотность зарядов не увеличит контакт с системой трещин. В трещиноватых породах чаще всего применяется конфигурация перфоратора с фазировкой 60° и плотностью выстрелов 15 о/м. Версия Schlumberger такого перфоратора оснащается мощным зарядом, проникающим на 76 см в испытательный объект API.4 [19].

Таблица 13 – Относительная важность различных компонентов геометрии выстрела [19]

<i>Геометрия перфорации</i>	<i>Укрепленное</i>		<i>Неукрепленное</i>		
	<i>Естественные</i>	<i>С интенсификацией притока</i>	<i>С пескоконтролем</i>		
Плотность перфорации	1 или 2	2	2		
Диаметр перфорации	3 или 4	3	1		
Фазировка перфорации	3 или 4	1	3		
Глубина перфорации	1 или 2	4	4		
<i>Геометрия перфорации</i>	<i>Изотропная проницаемость</i>	<i>Анизотропия</i>		<i>Естественные трещины</i>	<i>Загрязнение призабойной зоны</i>
		<i>По любой причине</i>	<i>Ламинарные сланцы</i>		
Плотность перфорации	2	1	1	3	2
Диаметр перфорации	4	3	4	4	4
Фазировка перфорации	3	4	3	2	3
Глубина перфорации	1	2	2	1	1

6.5 Новые способы вторичного вскрытия

Главной проблемой вторичного вскрытия пластов-коллекторов с применением пулевой и кумулятивной перфораций является то, что обсадная колонна и цементный камень зачастую разрушаются в интервалах перемычек, которые отделяют продуктивные пласты от водоносных, что в последствии ведет к ускоренному обводнению скважины. Помимо этого, глубина формируемых перфорационных каналов невелика, поэтому сообщение пласта-коллектора и скважины – неполное. При таких видах вторичного вскрытия не удастся исправить погрешности, которые могут быть допущены при бурении и цементировании скважин – они только усугубляются.

Все эти недостатки определяют активность поиска безударных способов вторичного вскрытия, а также устройств для их осуществления.

Способы безударного вторичного вскрытия можно подразделить на: а) вскрытие, основанное на точечных способах перфорации; б) сплошное вскрытие.

В данном разделе остановимся на сплошном вскрытии на примере инновационной технологии компании «НЕККО», а именно одноименного пластического перфоратора.

Пластический Перфоратор НЕККО представляет собой гидромеханический прибор, основными его рабочими частями являются два гидромонитора и два режущих диска (рис. 22) [20].

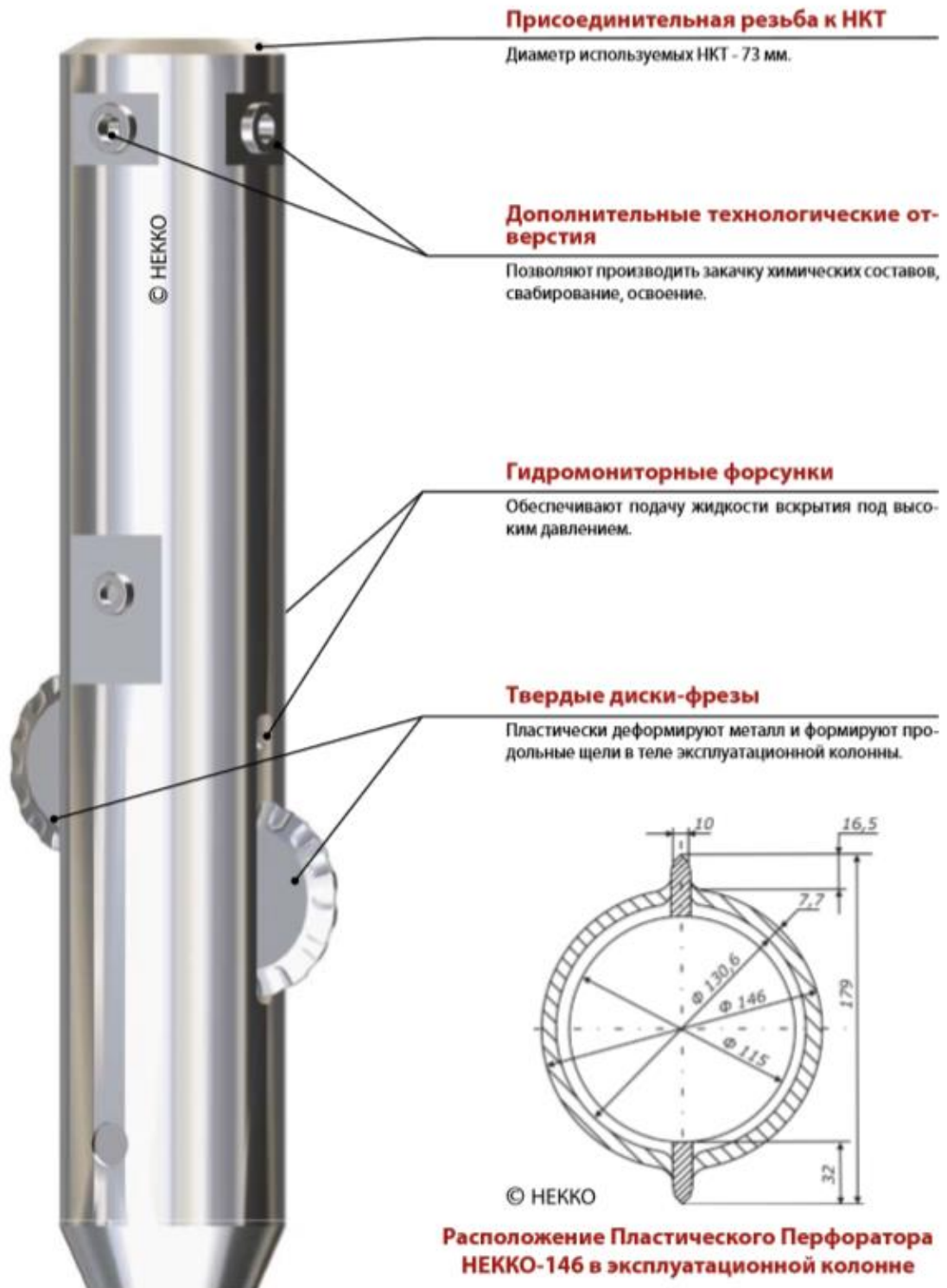


Рисунок 21 – Внешний вид и расположение пластического перфоратора НЕККО-146 в эксплуатационной колонне [20]

Технические характеристики пластических перфораторов представлены в таблицах 14, 15, 16, 17.

Таблица 14 – Размеры приборов [20]

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ	Модель Пластического Перфоратора								
	НЕККО * 102	НЕККО 114	НЕККО 127		НЕККО 140	НЕККО 146	НЕККО 168	НЕККО 178	НЕККО 194
Диаметр перфорируемой эксплуатационной колонны, мм	102	114	127		140	146	168	178	194
Наружный диаметр перфоратора, мм	80	86	100	106**	110	115	135	145	165
Толщина режущего диска, мм	9	10	10		10	10	12	12	12
Присоединительные размеры НКТ	73 мм для всех моделей								

Таблица 15 – характеристики вскрытия колонн [20]

Вскрываемая марка эксплуатационной колонны по прочности	Д, К, Е (ГОСТ 632-80) J55, K55, M65, L80, N80 (API Spec 5CT)
Толщина стенки трубы	До 11 мм
Глубина выхода режущего диска за колонну	До 21,5 мм

Таблица 16 – Характеристики гидромониторов [20]

Суммарная мощность пласта, вскрываемая за один спуск	До 30 метров
Площадь вскрытия на один погонный метр трубы	200–240 см ²
Затраты времени на перфорацию одного метра	40–60 минут
Глубина намываемых каверн	0,5–1,5 метра в зависимости от геологического строения пласта

Таблица 17 – Характеристики технологического процесса [20]

Рабочее давление	150 атм
Максимальное давление	До 700 атм
Максимальный расход жидкости при рабочем давлении	8 литров в сек.
Жидкость, используемая для намыва каверн в призабойной зоне	Техническая вода, нефть, ПАВ и др.

Для проведения комплексной пластической перфорации требуется бригада капитального ремонта скважин, а также штатное оборудование и насосный агрегат, которые способны стабильно удерживать давление от 150 до 200 атм. (прим., ЦА-320).

Технологический процесс вскрытия с помощью комплексной пластической перфорации включает 3 этапа:

- 1) привязка перфоратора;
- 2) вскрытие колонны;
- 3) намыв каверн в призабойной зоне (рис. 22).

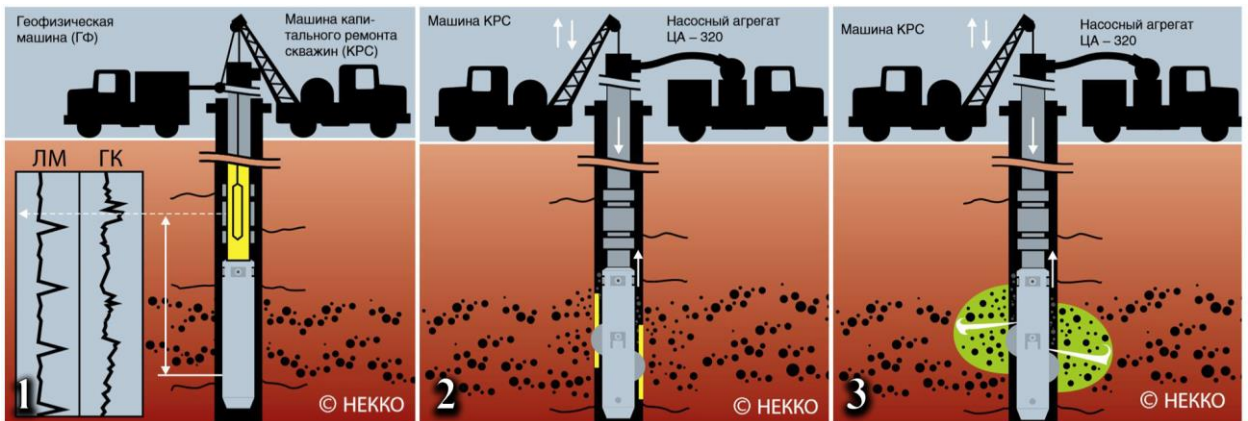


Рисунок 22 – Этапы пластической перфорации [20]

Время вскрытия одного погонного метра обсадной колонны составляет около 40-60 минут. Технология позволяет формировать двойные противоположно расположенные продольные щели шириной по 10-12 мм (рис. 23).



Рисунок 23 – Пример вскрытия обсадной колонны пластическим перфоратором [20]

Площадь вскрытия составляет 240 см на 1 погонный метр, что соизмеримо с площадью вскрытия примерно 300 кумулятивных зарядов d проходного отверстия 10 мм. Общая длина вскрытия за один спуск достигает 30 м.

В качестве вывода, хочется отметить, что комплексная пластическая перфорация имеет огромные преимущества, по сравнению с кумулятивной, так как обеспечивает наилучшее сообщение с пластом-коллектором, не подвергает разрушению заколонный цемент, а также создает отличные условия для последующих работ по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи.

6.6 Применяемая аппаратура и оборудование при проведении ПВР в скважинах

Задачи, стоящие перед ГИС при проведении ПВР:

- а) контроль интервалов вскрытия пласта и технических элементов конструкции скважины;
- б) обнаружение мест нарушения целостности обсадных колонн и подземного оборудования;
- в) выделение интервалов притока или поглощения;
- г) выделение интервалов заколонных или внутрислоевых перетоков;
- д) привязка результатов измерений к разрезу [20].

При проведении прострелочно-взрывных работ на первом этапе осуществляется привязка разреза с использованием скважинного прибора PLT-9.2 (рис. 24), работающего совместно с геофизической станцией КЕДР-02. Данный прибор предназначен для проведения комплекса исследований при контроле за разработкой МР и включает в себя набор датчиков: термометра, давления, термокондуктивного расходомера, локатор муфт, уровня естественного гамма-излучения, резистивиметра, а также индикаторы объемного влагосодержания и уровня акустических шумов.

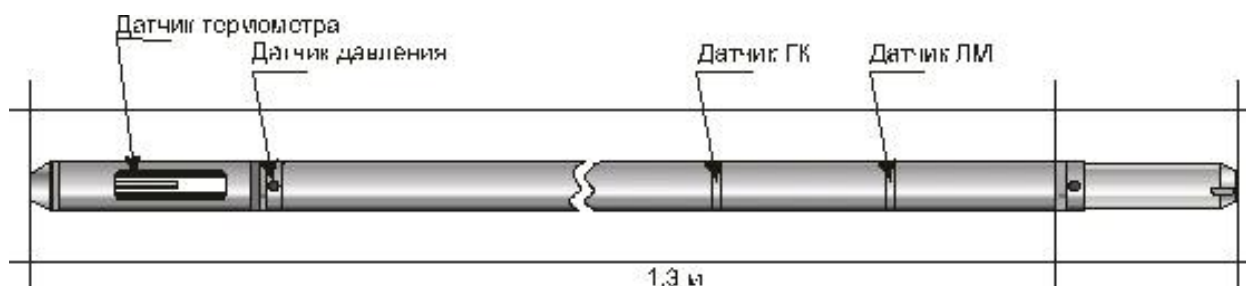


Рисунок 24 – Внешний вид прибора PLT-9.2 [21]

Данный прибор питается постоянным током положительной полярности через одножильный кабель и настраивается программно при помощи интерфейсного блока, обеспечивающего настройку и калибровку прибора.

Привязка по глубине интервала перфорации обеспечивается с помощью методов гамма-каротажа и локации муфт. Фактическое положение интервала перфорации производится локацией муфт, а также данными термометрии и барометрии, регистрируемыми до и после перфорации.

6.7 Рекомендации к вторичному вскрытию продуктивных интервалов на Мыльджинском НГКМ

Как говорилось ранее, в проектной скважине № 123 на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении проектом предусмотрена перфорация двух интервалов: 2270-2315; 2690-2750 (таблица 11). Первый интервал представляет собой гранулярный коллектор отложений верхней и средней юры, сложенный песчаником с переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Второй интервал представляет собой трещиноватый коллектор палеозойских отложений, сложенный известняками светло- и темно-серыми, однородными, с структурами от кристоллической до мелко- и среднезернистой (скв. 1, 4, 56). Характерны трещины, выполненные белым кальцитом.

Так же стоит отметить, что через интервал гранулярного типа коллектора будет проходить НКТ. Через интервал трещиноватого типа коллектора не будет проходить колонна НКТ, в виду того, что палеозойские отложения месторождения являются малопродуктивными, следовательно, тратить средства на это – нецелесообразно.

Таким образом, перфорацию трещиноватых коллекторов палеозоя рекомендовано провести корпусным кумулятивным перфоратором многоразового пользования марки ПК85ДУ с повышенной термобаростойкостью, фазировкой зарядов ВВ 60^с и плотностью выстрелов 12 о/м, спускаемом на геофизическом кабеле. Данный тип перфоратора обеспечит глубокое проникновение кумулятивной струи в трещиноватые породы палеозоя.

Для вторичного вскрытия гранулярных коллекторов верхней и средней юры рекомендуется использование корпусного кумулятивного перфоратора ПНКТ73 с повышенной термобаростойкостью, фазировкой зарядов ВВ 60^с, плотностью выстрелов 12 о/м, спускаемом на колонне насосно-компрессорных труб.

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

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Геймбуху Кириллу Максимовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	<i>Специалитет</i>	Направление/специальность	Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.</i>
5. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Обеспечение системы налогообложений, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев), НДС 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценка стоимости геофизических работ на скважинах</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту</i>
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Геймбух Кирилл Максимович		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости перфорации и комплекса ГИС для ее контроля в проектной скважине на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Геофизические исследования скважин выполняются в комплексе. Комплекс ГИС для разных задач может быть разнообразным.

Задачи ГИС:

- а) контроль интервалов вскрытия пласта и технических элементов конструкции скважины;
- б) обнаружение мест нарушения целостности обсадных колонн и подземного оборудования;
- в) выделение интервалов притока или поглощения;
- г) выделение интервалов заколонных или внутрислоевых перетоков;
- д) привязка результатов измерений к разрезу.

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе томской области. Проектируемые геофизические исследования будут проводиться геофизической партией, входящей в состав геофизической экспедиции ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» Данное предприятие, обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом.

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

Проектные интервалы перфорация, м: 2270-2315 (45); 2690-2750 (60) м. Контроль перфорации, м: 2250-2350 (100); 2650-2750 (100).

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49) [23].

Таблица 18 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту

№	Наименование работ	В интервале, м		Итого, м
		Кровля	Подошва	
1	Перфорация	2270	2315	45
		2690	2750	60
2	Контроль перфорации (PLT-9.2)	2250	2350	100
		2650	2750	100

Проезд от управления до скважины и обратно составит 40 км. Техническое дежурством займет 2 часа (таблица 19) времени и стоимость интерпретации будет равна половине стоимости проведение полевых работ.

7.2 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Запланированный комплекс ГИС, который проводится геофизической партией состоит из этапов. К первому этапу относятся подготовительные работы, они начинаются еще на базе и продолжаются на скважине. После того, как подготовили всю необходимую аппарату, партия следует на место скважины, и последним этапом является проведения геофизического исследования на скважине и приезд в управления. В таблице 19 представлены результаты расчета времени на выполнения работы на скважине.

Таблица 19 – Расчет затрат времени на выполнения технологических операций

№	Вид работ	Объем	Ед. изм.	Норма времени [23], час/100м	Итого времени (час)
1	Перфорация	105	м	8,25	8,3
2	Контроль перфорации	200	м	2,5	5
4	ПЗР	6	опер.	1,4	1,4
5	Проезд	20	км	60км/ч	0,33
6	Тех. дежурство	5	час	2	2
7	Вспом. работы	10	опер.	0,9	9

Из данной таблице получаем, что на перфорацию и геофизические исследования скважины на Мыльджинском месторождении, время заявки составит *26,03 часа*.

7.3 Нормативная база для расчета сметы на выполнения работы

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

Использовал сметные нормы для ПВР и ГИС на газовых месторождениях [23].

Таблица 20 – Стоимость оборудования для проектируемых работ

№	Наименование	Балансовая стоимость, руб.	Кол-во, ед.
1	Подъемник каротажный самоходный ПКС-5 на базе автомобиля Урал-4320-1922-30	17000000	1
2	Станция «КЕДР»	2450000	1
3	Комплексный прибор PLT-9.2	856000	1
4	Перфораторы ПК85ДУ и ПНКТ и заряды к ним	23500	50

Итого общая стоимость оборудования для проводимых работ составила *21481000 рублей.*

7.4 Расчет сметной стоимости работ

Сметные затраты рассчитываются заранее до проведения работ на скважине. Расчет сметы по всей выполненной работы будет производиться на основании расценок по видам работ, принятых в ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика».

Для расчета сметы используется ресурсный метод-калькулирование. Использование данного метода позволяет нам определить сметную стоимость объекта на любой момент времени и на любой вид геофизических работ.

Ниже приведены расчеты заработной платы геофизической партии, которые проводят геофизические исследования, стоимость проведения ГИС на разведочной скважине, материалы нужные для проведения работ.

Таблица 21 – Расчет зарплаты геофизической партии за проведение работ скважине.

Состав партии	Часовой тарифная ставка, руб	Доплата водителям за 6 разряд	Районный коэфф. (70%)	Северный коэфф. (50%)	Выполнение ГИС, (часы)	Всего, руб
Взрывник	155		108,5	77,5	26,03	8876
Нач. партии	161		112,7	80,5	26,03	10378
Геофизик	120		84	60	26,03	7735
Машинист	135	10,56	94,5	67,5	26,03	9010
Машинист	135	10,56	94,5	67,5	26,03	9010
Итого						38409

В итоге общая заработная плата геофизической партии, за проведенный комплекс ГИС на одной скважине составляет 38409 рублей.

Таблица 22 – Расчет дополнительных материалов для выполнения работ

№	Наименование	Кол-во	Един.изм.	Цена за шт/пар/уп. (руб)	Стоимость, руб
1	Набор ключей	2	шт.	1500	3000
2	АКБ	1	шт.	200	200
3	Бумага А4	1	упаковки	150	150
4	Перчатки	4	пар	100	400

Итого стоимость дополнительных материалов, для выполнения ГИС составит 3750 рублей.

Таблица 23 – Расчет по статье «Расход ГСМ» (авт. Урал)

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы, час	Расход топлива на 100км, л	Расстояние, км	Стоимость, руб/л	Итого, руб
Расход ГСМ автомобиля Урал	10	26,03	28	20	42,5	11637

Проектируемые работы в скважине проводятся на геофизическом кабеле. Для этого нужно рассчитать износ геофизического кабеля. Износ кабеля рассчитываем за 1 день.

Таблица 24 – Расчет износа геофизического кабеля для одной скважины

Наименование	Годовой расход	Потребное кол-во, м	Цена за ед (1000м), руб	Общая сумма, руб	Сумма износа, руб
Кабель ГК-3-60-180	1 год	5000	36200	181000	49,6

Далее будем рассчитывать амортизацию использованного оборудования при проведении ГИС на проектируемой скважине Мыльджинского месторождения.

Таблица 25 – Расчет амортизации для ГИС на проектируемой скважине

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник ПКС-5	1	17000000	20	29041
Станция «КЕДР»	1	2450000	20	1342,4
PLT-9.2	1	856000	15	280,2

Итого общая амортизация использованного оборудования составит *30633,6 рублей.*

На основании выше перечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия в таблице 7.9.

Таблица 26 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб
Затраты на оплату труда	38409
Амортизационные отчисления	30633,6
Страховые взносы (30% от оплаты труда + 0,5% несчастных случаев)	11072,5
Материальные затраты	3750
Итого основных расходов	80151,1

Из всех предыдущих расчетов определяем общую стоимость затрат на проведение работ в скважине. В эту стоимость войдут исследования ГИС и интерпретация данных. Стоимость интерпретации данных будет равен 50% стоимости полевых работ.

В итоге общая стоимость проведения вторичного вскрытия и последующем контролем по видам работ составляет *1783548,3 рублей*.

Вывод: в данном разделе рассчитал стоимость производимых работ на проектной скважине Мыльджинского НГКМ, а также произвел расчет затрат на дополнительные материалы, зарплаты рабочей партии и амортизацию аппаратуры для проведения ГИС.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
223А	Геймбуху Кириллу Максимовичу

Институт	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объектом исследования является разведочная скважина на Самотлорском месторождении. Для данной скважины проектируется геофизический комплекс для определения коллекторских свойств доюрского резервуара. Комплекс позволяет решить несколько задач: выделение пород-коллекторов, оценка характера насыщения коллектора.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Среди вредных факторов были выявлены следующие факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показаний микроклимата в помещении и на открытом воздухе; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – превышение уровней шума. <p>Рассмотреть мероприятия по защите от вредных факторов, таких как недостаточная видимость и превышение уровня шума.</p> <p>Среди опасных факторов были выявлены следующие факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток; – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. <p>Рассмотреть мероприятия по защите от опасных факторов, таких как поражение электрическим током и движущиеся машины и механизмы.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу 	<p>Провести анализ негативных воздействий, такими являются: загрязнения почвы нефтепродуктами; повреждение почвенного слоя; загрязнение производственными водами; выбросы вредных веществ;</p>

<p>(выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>распугивание местообитания представителей животного мира, случайное уничтожение.</p> <p>Рассмотреть мероприятия по защите почвы от загрязнения и выброса вредных веществ в атмосферу.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>В данном разделе привести понятие ЧС, классификация ЧС, а также мероприятия, которые проводят при аварии.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Условия труда работников должны соответствовать пунктам перечня мероприятий [17], а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ [38] и РД 153-39.0-072-01 [18]</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223А	Геймбух Кирилл Максимович		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – диалектическая взаимосвязь между работодателем и работником, характеризующаяся взаимными правилами и обязанностями по выполнению социальных норм и наложением ответственности в случае ее нарушения.

Проектируемый комплекс работ на скважине, будет проводится на Мыльджинском НГКМ. Административно Мыльджинское месторождение находится в пределах Каргасокского района. Климат района резко континентальный и типичный для зоны тайги. Зима суровая и продолжительная, снежная. Самый холодный месяц – январь (до -50 С). Устойчивый снежный покров устанавливается в ноябре, сходит в середине мая.

8.1. Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности.

В таблице 26 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 26 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Этапы работ	Наименование запроюктированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 [23])		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
Полевой	Геофизические исследования в скважинах: Акустический каротаж, боковой каротаж, индукционный каротаж, кавернометрия, инклинометрия.	1.Электрический ток 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Превышение уровней шума	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [24] ГОСТ 12.1.030-81 [27] ГОСТ 12.1.038-82 [28] ГОСТ 12.1.003-2014 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [37] ГОСТ 12.2.062-81 [29] ГОСТ 12.4.125-83 [30]
Камеральный	Интерпретация и обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1.Электрический ток	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 [32] ГОСТ 12.1.030-81 [27] ГОСТ 12.1.038-82 [28] СП.60.13330.2012 [31] ПУЭ [38] СП.52.13330.2011 [34]

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

Полевой этап

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе,

нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, где климат района резко континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура самого холодного месяца (января) минус 22 °С.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, так как 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, утепленная шапка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

Превышение уровня шума на рабочем месте.

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

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. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [35] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [36]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более, чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более, чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума – это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500,

1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В табл. 8.2. представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица 27 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

-звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; - использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь) [29];

-виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (дизельный генератор устанавливают на полимерные подставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилое помещение, т.к. они совмещены в один прицеп).

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [30]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [30].

Таблица 28 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
	Температура воздуха в помещении	22-24°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
	Температура воздуха в помещении	23-25°C
	Относительная влажность	40-60%
	Скорость движения воздуха	0,1-0,2 м/с

В таблице 8.3 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [31]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011 [32]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное

внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40), которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

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

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74 [37].

Полевой этап

Электрический ток.

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов,

нарушения правил и инструкций, работа без проверки правильности отключения, отсутствии заземления.

Воздействия тока на человека:

- термическое; -электрическое;
- биологическое.

Исход поражения электрическим током:

-электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей); - электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет). Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление человека;
- ток, протекающий через человека;
- путь протекания тока; -условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электрическим оборудованием нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [27], ГОСТ 12.1.019-79 [36], ГОСТ 12.1.038-82 [28]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- а) обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- б) устройством защитного заземления;
- в) защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- г) применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- д) проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- ж) применением устройством зануления;
- з) применением специальных схем защитного отключения электрооборудования аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- е) организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ.

к) специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. 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 [41].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажнодемонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование (приборы для ГИС, каротажная машина и станция, геофизический кабель) и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [42], ГОСТ 12.4.125-83 [43], ГОСТ 12.2.003-91 [37]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [37]. 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.

Камеральный этап

Электрический ток

Оборудованием, работающим от сети переменного тока в камеральном помещении, является монитор и системный блок питания.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [28].

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

Условия безопасности 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 ухудшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [27], ГОСТ 12.1.019-79 [36], ГОСТ 12.1.03882 [38]).

Согласно ПУЭ [38] помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования). Камеральные помещения предусматриваются все выше перечисленные условия.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов [27].

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения [28].

8.2. Экологическая безопасность

При производстве любых геофизических работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы,

водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе работ на Мыльджинском месторождении происходило воздействие на следующие виды экосистемы:

Поверхностные воды. Поверхностные воды могут загрязняться отходами и стоками технологического и хозяйственно-бытового происхождения. Возможно их загрязнение стоками дождевых и талых вод со взвешями: минеральных частиц бурового шлама; ГСМ от пролива нефтепродуктов; продуктов распада взрывчатых веществ; хозяйственных стоков; продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя. Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, обваловывались грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью оборудовались канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков оборудовались туалеты и выгребные ямы – накопители.

Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительное сообщество. Происходило его нарушение при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянок отрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года. На всех нарушенных землях производилась рекультивация. При перевозках буровых агрегатов и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени использовались просеки и проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

Геологическая среда. Происходит ее нарушение при проведении геофизических работ. Глубина поисково-картировочных скважин была в пределах 28-200 м. Все выработки размещены в толще многолетнемерзлых породах и не загрязняют подземные воды. После выполнения геологической задачи, в скважинах выполнялся ликвидационный тампонаж. Учитывая, что глубины скважин не превышают 200 м при мощности многолетнемерзлых пород 760-780 м, в условиях низких температур тампонажная смесь застывает и приобретает свойства окружающей среды. *Влияние на атмосферу*

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO₂), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO₂), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 [39] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³
- оксид углерода: 3 мг/м³
- диоксид серы: 0,05 мг/м³
- метан: 7000 мг/м³

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ [32]).

8.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Классификация ЧС по следующим основным признакам

А) По сфере возникновения:

- техногенные;
- природные;
- экологические;
- социально-политические и др.

Б) По ведомственной принадлежности:

- в промышленности;
- в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве; - в строительстве и др.

В) По масштабу возможных последствий:

- глобальные;
- - региональные;
- - местные.

Г) По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

Д) По сложности обстановки и тяжести последствий.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

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 службы.

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

Скважина должна быть обесточена.

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена *пожарная безопасность*.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции); неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [40].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей.

По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;

- разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара;

- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения;

- при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину) -Ведро пожарное – 1 шт.

- топоры – 1 шт.

- ломы – 2 шт.

- кошма – 2×2м (на каждую машину).

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

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

8.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.4.1 Специальные нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ).

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ).

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100% объеме дорогу до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

8.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика)

При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

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 МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). 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.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). 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 (носилки, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на

барабана 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. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. 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 (каротажная станция) 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. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрены камеральные работы, обработка данных результатов ГИС. Рассмотрена метрологическое обеспечение измерений и предложены специальные центры для проведения калибровка геофизического оборудования.

В специальной части рассмотрена проблематика проведения вторичного вскрытия пластов-коллекторов, даны рекомендации по вскрытию коллекторов Мыльджинского месторождения.

Рассчитана стоимость проведения геофизических работ партии, интерпретации данных, амортизации использованной аппаратуры и заработные платы партии компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» при проведении перфорации и комплекса ГИС в проектируемой скважине на Мыльджинского месторождения.

Рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ в полевых условиях. Рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованные:

1. Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г. [Электронный ресурс] – <https://fotki.yandex.ru/users/hellerick/album/348107/?&p> (дата обращения 26.05.2018)
2. Обзорная карта нефтегазовой инфраструктуры Томской Области, Масштаб 1:750000.
3. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности вдоль существующей и проектируемой нефти -и газопроводов на юго-востоке западной и юго-восточной Сибири. Отчет о проведенных исследованиях по заказу Японской Ассоциации технического содействия. Институт геологии и нефти и газа РАН СО: Новосибирск, 2001. – 177 с.
4. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. – 54 с.
5. Сурков В.С. Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
6. Конторович А.Э., Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю. Опыт моделирования мезозойско-кайнозойской тектонической и нефтяной истории на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области: Материалы научно-практической конф., Тюмень, 21-22 сентября 2005 г.. – 2005. – Т. 1. – С. 97-105
7. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 680 с.
8. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщение горных пород. – М.: Недра, 1975. – 310 с.
9. Каламкаров Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. Изд-во «Нефть и газ», РГУ нефти и газа им. Губкина, 2003. 570 с.
10. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
11. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
12. Никонов Н.И. Рациональный комплекс поисково-разведочных работ на нефть и газ: курс лекций / Н.И. Никонов. – Ухта: УГТУ, 2006. – 312 с.

13. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2004. – 122 с.
 14. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2002. – 271 с.
 15. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
 16. Конторович А.Э. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии // Ежедневная газета научного сообщества «Поиск», 2018 г., № 3.
 17. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации / Ахмадеев Р.Г., Гайворонский И.Н., Мордвинов А.А. – Ухтинский индустриальный институт, Ухта, 1985 г. – 80 с.
 18. Освоение скважин. Справочное пособие / Булатов А. И., Качмар Ю. Д. Москва, 1999. – 219 с.
 19. Ч. Косад. Выбор стратегии перфорирования. // Журнал «Ойлфилд Ревью», 1992, октябрьский выпуск.
 20. Комплексная пластическая перфорация скважин // Брошюра Сервисная компания ООО «НЕККО», 2008. – 20с.
 21. Прострелочно-взрывные работы (пособие для стажёра) // Производственное Геофизическое Объединение “Тюменьпромгеофизика”, 2002. – 20с.
 22. Глухов В.В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. – СПб.: Издательство «Лань», 2002. – 528 с.
- Нормативные:
23. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М.: 1992. – 58 с.
 24. ГОСТ 12.0.003-15 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация Текст. – Введ. 1976 - 01 - 01. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1975. – 8 с.
 25. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1989-01-01. М.: Издательство стандартов, 1989. – 50 с.
 26. ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация. М.: 2001. – 14 с.
 27. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.

28. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. М.: 2009. – 28 с.
30. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организация работы. — Введен: 30.06.2003. М.: Издательство стандартов. 2002. – 14 с.
31. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: 2012. – 75 с.
32. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России. 2001. – 20 с.
33. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение. – Введен: 01.01.1995. М.: Издательство стандартов. 1995. – 27 с.
34. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования. – Введ. 1984-07-01 -М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1984. – 10 с.
35. СНиП 41-01-2003. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: – 2012. – 61 с.
36. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.- М.: Издательство стандартов – 2006. – 7 с.
37. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.
38. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
39. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
40. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. М.: 1996. – 126 с.
41. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. М.: 2003. – 22 с.
42. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996. – 71 с.

43. Правила безопасности при геолого-разведочных работах ПБ 08-37-93. М.: – 298 с.

44. ГОСТ Р 55415-2013 Месторождение газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с.

Фондовые

45. Дела скважин Мыльджинского месторождения. Томский филиал ФГУ «ТФГИ по СФО».

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Каротажные диаграммы скважины № 111

