

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 Геофизические методы исследования скважин
Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИТОКА НА МЫЛЬДЖИНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАНТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).

УДК 553.98:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Шарапов Амир Тимурович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОГ	Осипова Е. Н.	К.Г.-М.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт С.А.	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

В результате обучения по направлению «Технология геологической разведки», специальности «Геофизические методы исследования скважин» выпускник обязан применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), 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), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3), идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий (P4), разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование (P5), ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6), уметь применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов (P7), уметь 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 на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий (P9), 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 ископаемых (P11).



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление /специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /
«Геофизические методы исследования скважин»
Отделение Геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ В.В. Ростовцев
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:
Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Шарапов Амир Тимурович

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин для построения профиля притока на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№27-35/С от 27.01.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы, собранные в Томском филиале Федерального бюджетного учреждения «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу».
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы 6. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная схема расположения участка исследования на географической карте Томской области 2. Положения Мыльджинского месторождения на карте изученности сейсморазведкой на 2016 г. Томской области 3. Положения Мыльджинского месторождения на карте изученности глубоким бурением на 2016 г. Томской области 4. Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения 5. Положение Мыльджинского месторождения на тектонической карте фундамента Томской области с дополнениями 6. Тектоническая схема чехла района работ (Конторович В.А., 2005 г.) 7. Схема обоснования блокового строения Мыльджинского месторождения (Колотущенко Л.Д., 2003 г.) 8. Положение Мыльджинского месторождения на карте нефтегазоносного районирования Томской области 9. Геологический разрез Мыльджинского газонефтяного месторождения 10. Зависимости эффективной пористости по ЯМР от пористости. Обоснование граничных значений пористости по пластам Б₈, Б₁₀, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ 11. Зависимости эффективной пористости по ЯМР от проницаемости. Обоснование граничных значений проницаемости по пластам Ю₁¹⁺², Ю₁³⁻⁴ 12. Зависимость эффективной пористости по ЯМР от проницаемости. Обоснование граничных значений проницаемости по пластам Б₈ 13. Обоснование граничного значения относительной глинистости по данным исследований ядра лабораторией НПЦ «Тверьгеофизика» 14. Временной разрез по линии скв. №№ 19Р, 31Р, 5Р, 35Р, 6Р (данные 3Д сейсморазведки) Мыльджинское месторождение 15. Диаграмма ГК в скважине 1 16. Диаграмма термометрии в скважине 1 17. Диаграмма плотнометрии в скважине 1 18. Диаграммы механической расходомерии и шумометрии в скважине 1 19. Физико-технологическая модель 20. Геофизическая лаборатория «Геомак» 21. Схема скважинного прибора СКАТ-К9-38-50/150 22. Вид скважинного прибора СКАТ-РК-42-150/100 23. Место установки радиоактивного источника в скважинный прибор СКАТ-РК42-150/100 24. Сопоставление динамики расчетного забойного давления с фактическим в процессе ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г 25. Функция влияния по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г 26. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г. 27. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 145 в период 29.08 – 09.09.2008 г
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Доцент Дукарт С.А.</p>

Социальная ответственность	Ст. преподаватель Гуляев М.В.
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2021 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОГ	Осипова Е.Н.	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Шарапов Амир Тимурович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 89 страниц, 27 рисунков, 17 таблиц, 40 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований, определение профиля притока, физико-технологическая модель, Мыльджинское месторождение, Томская область.

Объектом исследования являются продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ на Мыльджинском месторождении.

Целью работы является выбор оптимального комплекса методов ГМИС для построения профиля притока, описание методики проведения работ и характеристик применяемой аппаратуры.

Задачи данного проекта сводятся к обоснованию комплекса геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. На основании анализа ранее выполненных геолого-геофизических исследований в скважинах Мыльджинского месторождения построена физико-технологическая модель и определен комплекс ГМИС для решения поставленных задач. Рассмотрена аппаратура, которая может применяться для определения притока, а также способы интерпретации полученной информации.

В специальном исследовании рассмотрен новый подход к интерпретации газодинамических исследований при помощи функции влияния. В результате исследования выявлены актуальность и перспектива развития использования метода функции влияния при интерпретации газодинамических исследований

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение» рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 435692,17 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» исследованы вредные и опасные факторы, при воздействии которых может быть вызвано ухудшение здоровья, рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации, а также предложены события по снижению влияния вредных и опасных факторов на организм человека и на окружающую среду в целом.

Данная работа может применяться для разработки комплекса ГМИС для построения профиля притока в нефтяных и газовых скважинах.

ESSAY

The final qualifying work includes 89 pages, 27 figures, 17 tables, 40 sources.

Key words: complex of geophysical researches, determination of the inflow profile, physical and technological model, Myldzhinskoye field, Tomsk region.

The object of study is the productive reservoirs J11, J12, J13-4 of the Myldzhinskoye field.

The aim of the work is to select the optimal set of GMIS methods determination of the inflow profile, to describe the work procedure and the characteristics of the equipment used.

The tasks of this project are reduced to the substantiation of a complex of geophysical studies for solving the set geological problems. Based on the analysis of previously performed geological and geophysical studies in the wells of the Myldzhinskoye field, a physical and technological model was built and a complex of GMIS was determined to solve the assigned tasks. The paper considers the equipment that can be used to determine the inflow, as well as the methods of interpreting the information received.

In a special study, a new approach to the interpretation of gas dynamic studies using the influence function is considered. As a result of the study, the relevance and prospects for the development of the use of the influence function method in the interpretation of gas-dynamic studies were revealed.

In the section "Financial Management, Resource Efficiency and Resource Supply", the estimated cost of the work was calculated, which amounted to 435692.17 rubles.

The section "Social responsibility" investigates harmful and dangerous factors, which may cause deterioration of health, consider probable emergency situations, and also propose events to reduce the influence of harmful and dangerous factors on the human body and on the environment as a whole.

This work can be used to develop a GMIS complex for constructing an inflow profile in oil and gas wells.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- БКЗ – боковое каротажное зондирование
ГВК – газоводяной контакт
ГДИС – газодинамические исследования скважин
ГИС – геофизические исследования скважин
ГМИС – геофизические методы исследования скважин
ГНВП – газонефтеводопроявление
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ИК – индукционный каротаж
КГЛ – кабель геофизический лубрикаторный
КВД – кривая восстановления давления
МИД – магнитоимпульсный дефектоскоп
МОВ – метод отраженных волн
МОГТ – метод общей глубинной точки
НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозоя и мезозоя
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение
НГО – нефтегазоносная область
НГР – нефтегазоносный район
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ОП – огнетушитель порошковый
ОРВИ – острая респираторная вирусная инфекция
ОУ – огнетушитель углекислотный
ПГИ – промыслово-геофизические исследования
ПС – потенциал собственной поляризации
ПЭВМ – персональная электро-вычислительная машина
ЦКЗ – центральная комиссия по запасам
ЯМР – ядерно-магнитный каротаж
Рз – давление на забое
Тз температура на забое
Р – давление Q – дебит
Рпл – давление пластовой
Тпл – температура пласта

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	12
1.1. Географо-экономический очерк.....	12
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность.....	14
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	18
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	18
2.1 Тектоника.....	23
2.3 Нефтегазоносность.....	29
2.4 Петрофизическая характеристика нефтегазоносных комплексов.....	33
2.5 Сейсмологическая характеристика.....	37
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	40
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	46
4.1 Задачи геофизических исследований.....	46
4.3 Обоснование объекта исследования.....	46
4.4 Физико-технологическая модель объекта исследования.....	46
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	49
5.1. Методика проектирования геофизических работ.....	49
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	52
6 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН МЫЛЬДЖИНСКОГО ГКМ НА НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ ВЛИЯНИЯ.....	54
6.1 Методика обработки ГДИ с использованием функции влияния.....	54
6.2 Использование билогарифмической кривой для диагностики состояния ПЗП исследованных скважин.....	55
6.2 Данные ГДИ.....	57
6.3 Результаты интерпретации ГДИ.....	58
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ.....	64
7.1 Виды и объемы проектируемых работ.....	64
7.2 Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	64
7.3 Расчет затрат времени.....	65
7.3.1 Расчет затрат труда.....	66
7.3.2 Расчет затрат средств при выполнении интерпретационных проектных работ.....	67
7.3.3 Смета.....	68
7.4 Расчет суммы расходов по комплексу работ.....	68
7.5 Расчет сметной стоимости камеральных работ.....	68
7.6 Общая сметная стоимость по проекту.....	69

8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
7.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	73
7.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства...	73
7.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	73
7.2	Производственная безопасность.....	74
7.2.1	Анализ вредных и опасных факторов	75
7.2.2	Анализ опасных факторов производства.....	78
7.3	Экологическая безопасность	81
7.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	85
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	86

ВВЕДЕНИЕ

Район исследования расположен в Томской области, которая является одним из нефтепромысловых районов Западной Сибири.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка проекта на проведение комплекса геофизических исследований в скважинах для построения профиля притока на Мыльджинском месторождении (Томская область).

Объектом исследования являются продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ на Мыльджинском месторождении.

Основные задачи работы – анализ ранее выполненных работ, построение физико-технологической модели объекта и выбор оптимального комплекса ГМИС для решения поставленных геологических задач.

В специальной части рассмотрен новый подход к интерпретации газодинамических исследований при помощи функции влияния.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» рассчитана проектно-сметная работа.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и рассмотрены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, и пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

1 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономический очерк района

В географическом отношении Мыльджинское месторождение расположено на Васюганской равнине (59° северной широты и 79° восточной долготы), в Каргасокском районе Томской области в 470 километрах к северо-западу от Томска (рис. 1).

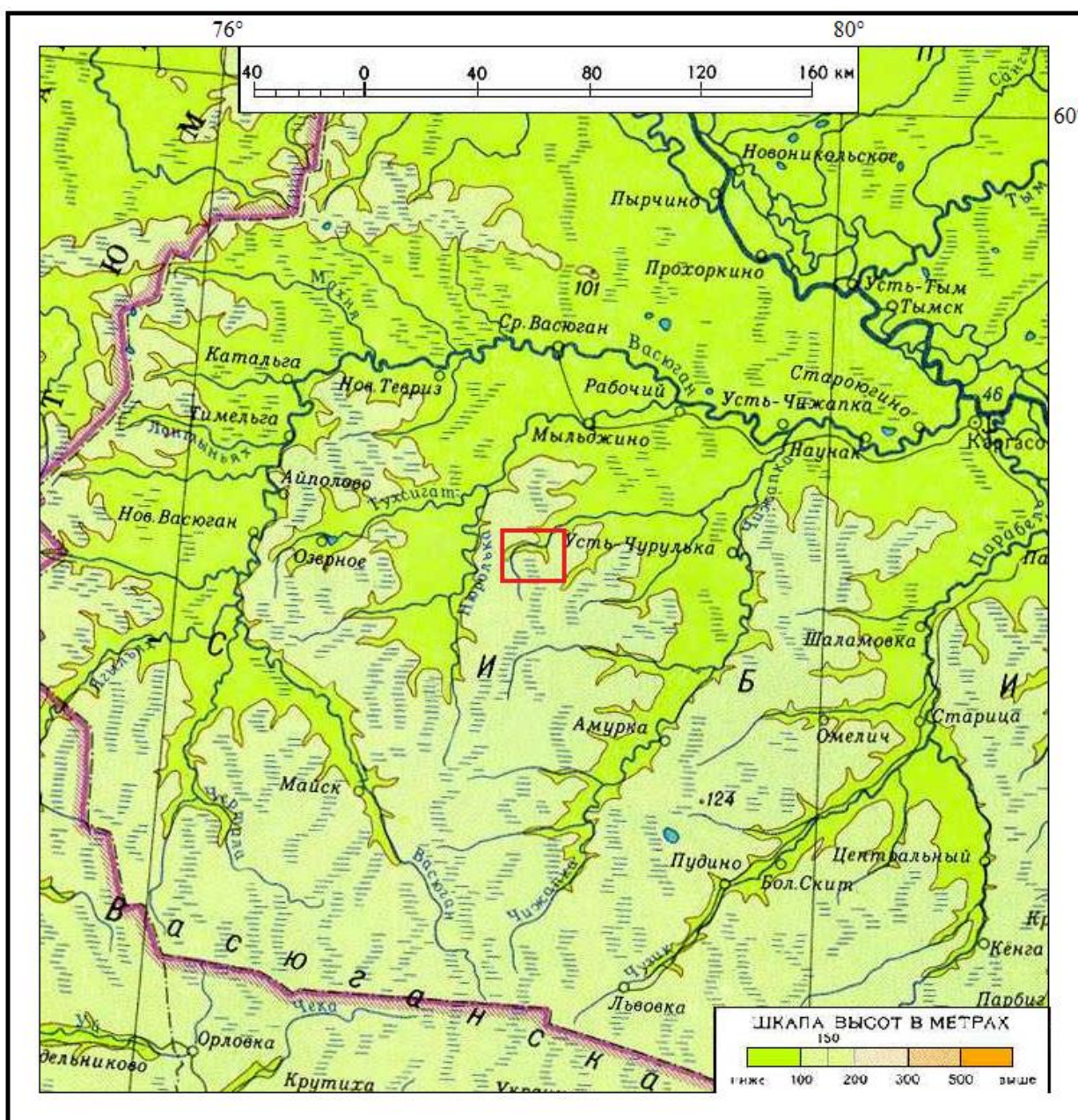


Рис. 1 Обзорная схема расположения участка исследования на фрагменте географической карте Томской области [1]

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от плюс 74 м в пойменных частях рек до плюс 115 м на водоразделах. Большая часть территории водоразделов залесена. Породы деревьев различны, однако большинство хвойных деревьев (ель, сосна, пихта, кедр), изредка встречаются осина и берёза.

Наиболее значительной на территории месторождения является р. Салат с многочисленными притоками: Малый, Средний и Большой Карьят, Погон-Еган, Кыльман (левые притоки), Салин-Игай, Чанга, Мыга (правые притоки).

Река Салат пересекает месторождение с юго-запада на северо-восток до впадения Среднего Карьята, затем меняет направление течения на субширотное. На своем пути река образует многочисленные русловые болота. Ее ширина 5–15 м, скорость течения 0,4–0,6 м/сек, глубина 0,5–1,5 м.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. В нижнем течении рек формируются широкие поймы, покрытые густым кустарником.

В поймах рек образуются незамерзающие в зимнее время мелкие озера и болота.

Воды протекающих рек используются как для питьевых, так и для технических целей. Кроме того, для обеспечения буровых технической водой предусматривается бурение водяных скважин глубиной до 50–150 м.

Ледоход начинается в мае, ледостав в конце октября или в начале ноября.

Климат континентальный, с холодной, продолжительной и снежной зимой. Зимний период продолжается до полугодия (180–185 дней) с ноября по апрель. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Температура воздуха в зимний период составляет в среднем минус 20–25 °С. опускаясь иногда до минус 50 °С. Промерзание болот, обеспечивающее передвижение тяжелой техники по зимникам и профилям, начинается со второй половины декабря. Толщина снежного покрова составляет 0,50–60 м, грунт промерзает на 1,0–1,2 м.

Лето короткое, теплое. Самый жаркой месяц июль, когда температура поднимается до плюс 30–32 °С. Продолжительность навигационного периода 150–170 дней.

Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм. Наибольшее их количество выпадает летом и осенью.

Ближайшим к месторождению является п. Мыльджино, расположенный в 30–35 км к северу от месторождения.

Район работ населен слабо. Непосредственно на территории месторождения стационарных населенных пунктов нет. Построенный вахтовый поселок служит для временного размещения и проживания буровых бригад. База НГДУ "Лугинецкнефть" находится в г. Кедровом, который расположен в 110 км южнее месторождения.

Доставка грузов на месторождение в летнее время осуществляется водным транспортом. В зимнее автотранспорт проходит по зимнику. Вертолеты используются круглый год.

Строительный лес для обустройства буровых имеется на месте. Глин хорошего качества в районе работ нет, поэтому для приготовления бурового раствора из местных глин делаются добавки бентонитовой глины и химреагентов [2].

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

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Впервые геологические исследования регионального характера на территории района начали проводиться с 1947 г. В период 1947–1964 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.

Площадные сейсморазведочные работы МОВ начали с 1958–1959 гг. В результате проведенных исследований были получены первые сведения о строении центральной части Средне-Васюганского мегавала и выявлен ряд локальных поднятий II порядка: Рагозинское, Красноярское, Северо-Васюганское.

Мыльджинская структура, приуроченная к юго-восточной части СреднеВасюганского мегавала, была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами МОВ, выполненными в 1960–1962 гг. С/П 12, 15/61–61 (Агаджанов Э.С.) и 6, 7/61–62 (Берлин Г.И.). В результате построена структурная карта по отражающему горизонту "П^а" (подошва баженовской свиты) [2].

В 1964–1965 гг. с целью уточнения геологического строения южной части Средне-Васюганского мегавала силами С/П 13/64–65 были выполнены дополнительные работы (Берлин ГИ.). Весь материал (в т.ч. и в предшествующие годы) был интерпретирован и составлен новый вариант структурной карты Мыльджинского поднятия по отражающему горизонту П^а (подошва баженовской свиты). Построенная структурная карта явилась сейсмической основой для проектирования размещения поисково-разведочных скважин.

Из первой же скважины, заложенной в сводовой части структуры и законченной строительством в 1964 г, был получен фонтан газа. С этого момента начались детальные исследования геологического строения Мыльджинского месторождения.

В 1966–1967 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 Π^a . 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 1983–1986 гг. с целью уточнения структурных планов в выявлении нефтеперспективных участков в различных частях Мыльджинской структуры были проведены поисковые и детальные исследования МОГТ силами С/П 8, 17/85–86 (руководитель Жевлаков Л.П.). В результате детализирован восточный борт Мыльджинского поднятия. Дополнительно к структурным построениям по основному отражающему горизонту Π^a , была подготовлена структурная карта по низам покурской свиты.

Детальные сейсморазведочные работы МОГТ были продолжены в 1992–1994 гг. 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. Однако структурная модель, предложенная на основе этих работ, содержала ряд серьезных недостатков, повлекших за собой не совсем верное представление о строении залежи и, прежде всего, модели нефтяной оторочки. Это в конечном итоге привело к неоптимальному размещению отдельных кустов эксплуатационных скважин при составлении проекта разработки Мыльджинского месторождения. Например, кустов 8 и 10, где в последующем было признано нецелесообразным бурение ряда проектных скважин.

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. Применялась американская сейсмостанция INPUT/OUTPUT и крестовая система наблюдений. Обработка 3D-сейсморазведочных материалов выполнялась компанией "Парадайм Геофизикал".

Плотность изученности сейсморазведочными работами равна более 1,5 км на км². Карта изученности представлена на рис. 2



Рис. 2 Фрагмент карты изученности сейсморазведкой на 2016 г. Томской области [3]

Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС с использованием всех имеющихся на момент окончания работ данных разведочного и эксплуатационного бурения, а также материалов сейсморазведочных работ 2Д-МОГТ (С/П 14/92–94 ОАО "Сибнефтегеофизика" и С/П 8,17/8–85 ТГТ ПГО "Томскнефтегазгеология") выполнены институтом "ТомскНИПИнефть ВНК".

В результате этих работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам: V^a , III, II^a, I^b, I^a, Φ_2 , а также по продуктивным пластам B_1 , B_{10} , B_{20} , $Ю_1^{3-4}$, $Ю_2$, выполнен палеоструктурный анализ юрско-меловых горизонтов, выделены тектонические нарушения достигшие уровня отражающих горизонтов II_a , I_b , I_a , Φ_2 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 $Ю_1^{3-4}$ и произведена оценка перспектив НГГЗК. По данным 2D сейсморазведки выполнен прогноз газонасыщенных толщин основного нижнемелового продуктивного пласта B_{10} . Эти данные послужили сейсмической основой для составления геологической модели Мыльджинского месторождения, которая использовалась при структурных построениях при подсчете запасов [4].

Плотность изученности глубоким бурением равно 70 м/км^2 (рис. 3). К настоящему времени на Мыльджинском месторождении пробурено 95 скважин. Из них по состоянию на 01.07.02 – 46 действующих газодобывающих, 1 – нефтяная (скв.211), разведочная скважина 42р переведена в добывающие для добычи нефти из нефтяной оторочки пласта $Ю_1^{3-4}$, разведочная скважина 38р используется как контрольная для замеров пластового давления. Разведочные скважины в количестве 44 единиц ликвидированы [11].

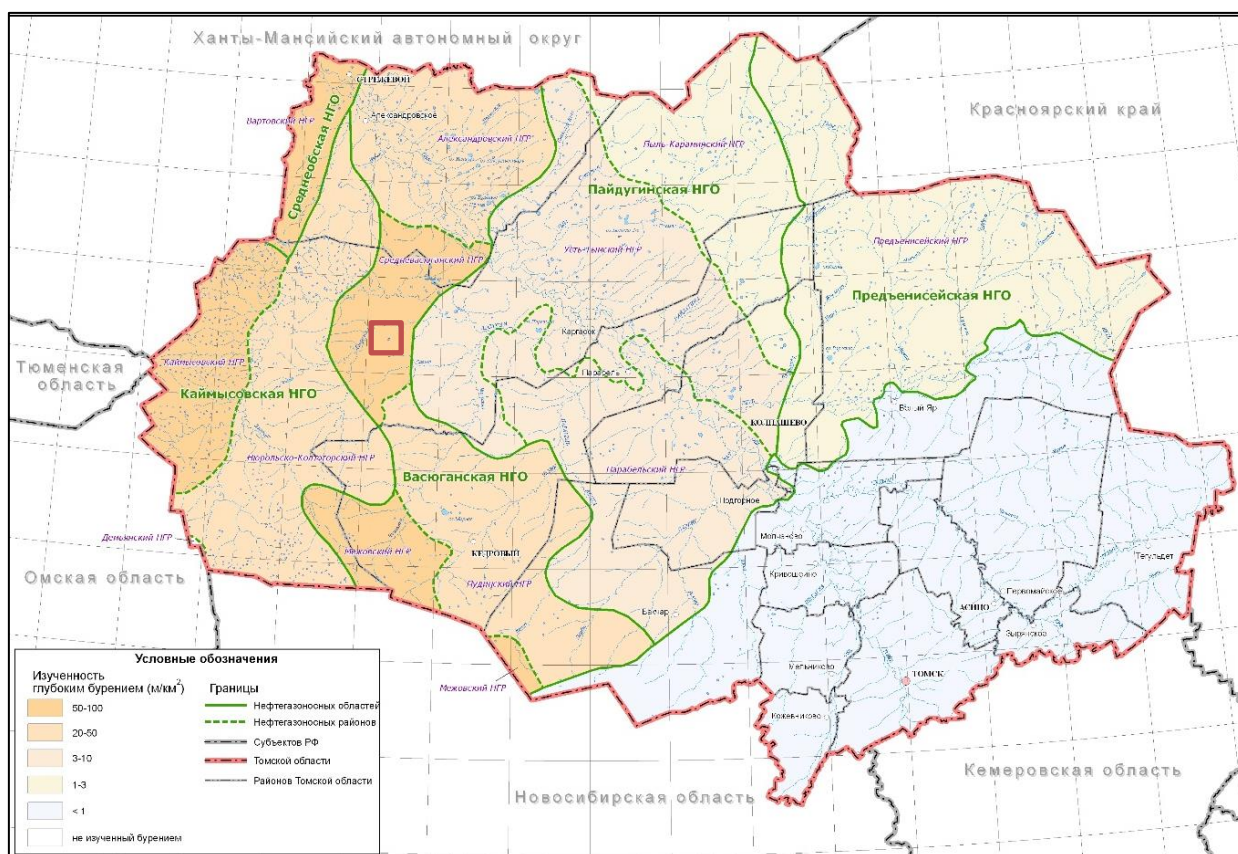


Рис.3 Карта изученности глубоким бурением на 2016 г. Томской области. [3]

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении юго-восточной части Западно-Сибирской плиты принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские отложения осадочного чехла (Рис.4).

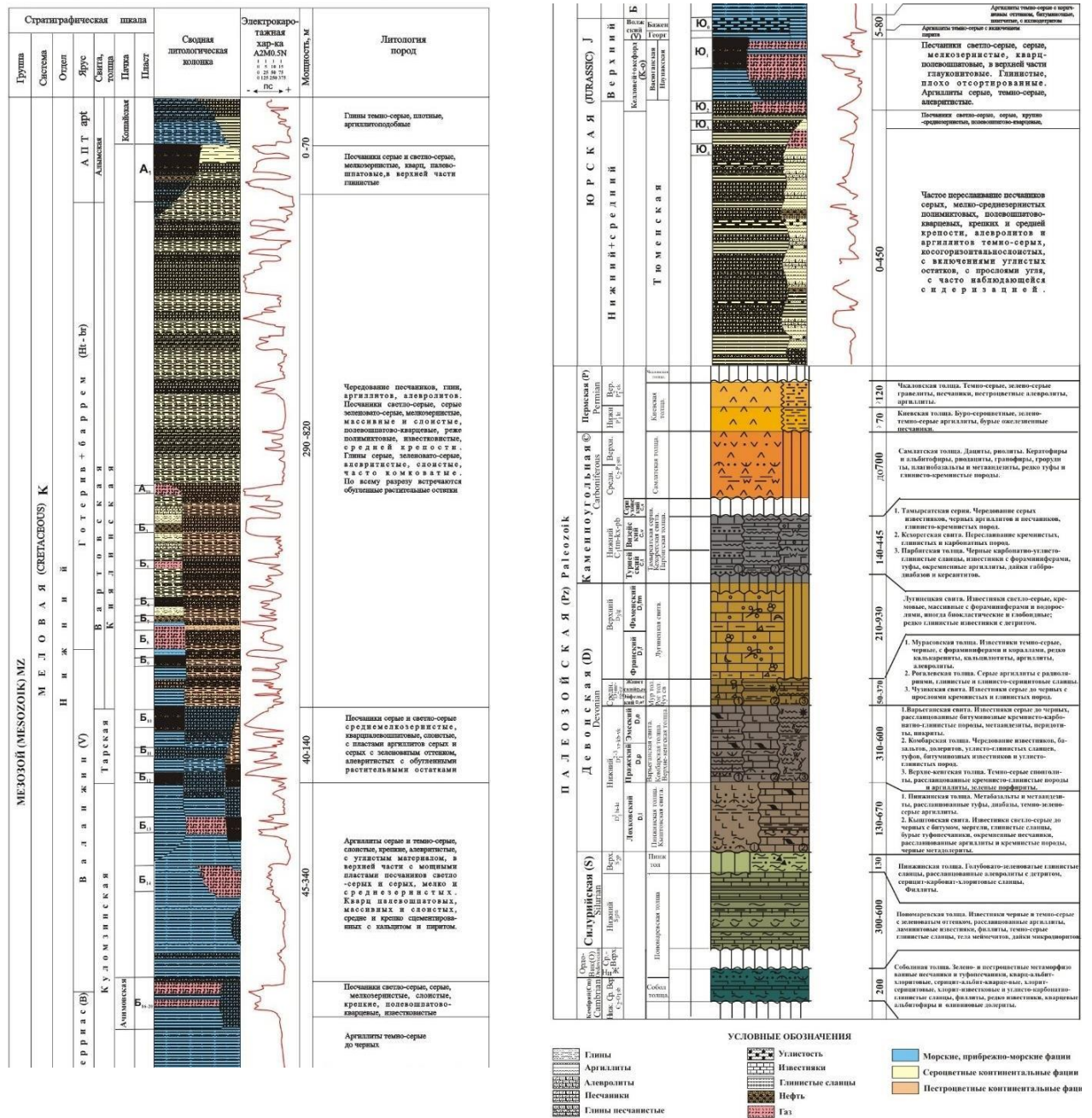


Рис. 4 Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльдзинского газонефтяного месторождения

Доплатформенный комплекс образований

По полученным данным глубокого бурения в южной части Среднеवासюганского сложного вала доплатформенные палеозойские отложения представлены морскими осадочными сильно метаморфизованными породами и известняками девонско-нижнекаменноугольного возраста.

Экзогенные процессы, предшествующие платформенному осадконакоплению, привели к значительному изменению пород и образованию коры выветривания. Типы выветривания зависят от состава исходных пород. В районе исследований выделяются коры выветривания карбонатных и терригенных пород. В некоторых случаях породы в зоне коры выветривания утратили свои исходные черты и превратились в самостоятельную, в литолого-петрографическом отношении, группу (каолинит-вермикулитовая брекчия на Южно-Мыльдзинской площади). В целом, коры выветривания на отчетной территории представлены, в основном, образованиями нижних зон профиля выветривания (зоны дезинтеграции и выщелачивания), что является благоприятным фактором для образования в верхней части доплатформенных отложений зон с улучшенными коллекторами.

Платформенный комплекс образований.

Юрская система J.

На рассматриваемой территории в составе юрской системы выделяется три отдела, объединяющих урманскую, тогурскую, тамбаевскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.

Нижнеюрские отложения $J_{1p+т}$, образующие нижнюю часть разреза, на площади работ бурением вскрыты лишь на Салатском врезе скв. №1 Верхнесалатской площади и представлены верхами урманской и тогурской свитами.

В разрезе урманской свиты скважиной вскрыта углисто-глинистая толща с редкими прослоями песчаников и алевролитов пласт Ю₁₆. Мощность свиты, равна 34 м.

Отложения тогурской свиты представлены темно-серыми с коричневатым оттенком аргиллитами сравнительно однородными, преимущественно массивными, реже слоистыми, плотными, с оскольчато-чешуйчатым сколом. Мощность свиты равна 11 м

Среднеюрские континентальные отложения $J_{2a+b+bt}$ представлены тамбаевской свитой, включающей в себя три литолого-стратиграфических комплекса. Ааленский комплекс, отложения которого представлены четырьмя литологическими пачками, отделенными друг от друга углистыми пластами У₁₄ – У₁₁. Отложения этой толщи вскрыты лишь на склонах положительных структур и во врезе. Представлены чередованием

аргиллитов и алевролитов с редкими прослоями песчаников плотных. По литологическому облику породы этого комплекса относятся к образованиям пойм, старичных и проточных озер. Мощность ааленского комплекса изменяется в зависимости от степени расчлененности рельефа поверхности доюрского фундамента.

Аален-байосский литолого-фациальный комплекс тектонического покоя представлен в районе работ монолитным угольным пластом $У_{10}$, вскрытым во всех скважинах Речной площади и в скважинах, расположенных в погруженных зонах на Южно-Мыльджинской площади.

Байос-батский комплекс тектонической активности имеет в своем составе пять литологических пачек, отделяющихся друг от друга угольными пластами $У_9 - У_2$. К отложениям комплекса приурочен ряд песчаных пластов-коллекторов $Ю_{10} - Ю_3$ с установленной в регионе нефтегазоносностью. Песчаные пласты, в большинстве случаев, имеют ограниченное пространственное развитие и иногда характеризуются наличием гидродинамических связей, но объединение пластов практически не фиксируется. Покрышками пластов служат вмещающие и перекрывающие их алевроито-аргиллитовые пачки разной толщины.

Залегающие выше отложения терригенно-глауконитовой формации вмещают отложения васюганской свиты, которая подразделяется на три комплекса. Келловейский (средняя юра) – трансгрессивный, включающий в себя отложения нижневасюганской подсвиты, сложенной глинистыми разностями и содержащую в своем разрезе фрагменты пластов $Ю_1^{5-6}$ (или $Ю_2^0$) и пласт $Ю_1^4$. К этим пластам приурочены месторождения нефти на Верхнесалатской и Южно-Мыльджинской площадях. Оксфордский (верхняя юра) – регрессивный, в который входят отложения верхневасюганской подсвиты, подразделяющейся на две толщи: подугольную, представленную пластом $Ю_1^3$, который хорошо развит на склонах структур, межугольную, представленную прибрежно-континентальными алевролито-глинистыми разностями с прослоями углистых аргиллитов и песчаников (пласты $Ю_1^k$). Оксфордский – трансгрессивный, который включает в себя надугольную толщу верхневасюганской подсвиты, которая представлена в районе работ маломощными (от 1 до 4 м) прибрежно-морскими отложениями пласта $Ю_1^{1-2}$. Пласты $Ю_1^{5-6}$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_1^k$, $Ю_1^{1-2}$ образуют основной продуктивный горизонт района работ — это пласт $Ю_1$.

Завершают разрез отложений юрской системы образования кимеридж-волжского яруса, который включает в себя георгиевскую и баженовскую свиты.

Георгиевская свита J_{3km} продолжает отложения верхней юры и сложена морскими темно-серыми, иногда черными, аргиллитами с включениями линз глауконитовых алевролитов. На территории исследования свита имеет толщину от 1 до 4 метров.

Баженовская свита J_{3v} имеет региональный характер распространения и представлена черными битуминозными аргиллитами глубоководно-морского генезиса, сильно окремненными, с включениями пирита, в подошве, содержащими прослой до 1,5 м известковых пород. Толщина свиты меняется от 13 до 16 метров.

Меловая система К

Осадки нижнемелового отдела характеризуют крупную регрессивную фазу развития осадочного чехла ЗСП, отразившуюся в последовательной смене морских осадков куломзинской свиты, прибрежно-морскими осадками тарской свиты и прибрежно-морскими, прибрежно-континентальными и типично континентальными отложениями киялинской свиты.

Куломзинская свита K_{1br+v2} распространена повсеместно. Она сложена преимущественно глинистыми породами с отдельными линзовидными прослоями песчаников, развитие которых увеличивается к кровле свиты. Фациальная обстановка морская и прибрежно-морская. В кровельной части развиты, ступенеобразно, песчаные пласты B_{13} - B_{15} .

Продолжают морской разрез отложения тарской свиты K_{1v2} , представленные чередованием аргиллитов и песчаников с преобладанием последних. Аргиллиты серые, темно-серые с прослоями слабо зеленоватых разностей. Песчаники светло-серые и серые, полимиктовые, мелко- и среднезернистые, массивные с глинисто-известковым цементом. Отложения свиты накапливались в прибрежно-морских условиях. Кулисообразное залегание пластов происходило в условиях регрессирующего морского водоема, что предопределило зональность распространения песчаных пластов-коллекторов. В стратиграфическом диапазоне свиты выделены песчаные пласты-коллекторы от B_8 до B_{12} . В районе работ отложения тарской свиты нефтеносны на Южно-Мыльджинской площади и являются объектом поисковых работ.

Киялинская свита $K_{1v3+h+br}$ представлена неравномерно чередующимися между собой песчаниками, алевролитами и глинами пестроцветными. Поисковыми объектами в киялинской свите являются песчаные пласты A_2 , A_{12} , B_1 и B_{5-7} . Толщина свиты меняется от 480 м на Речной площади до 540–580 м на Верхнесалатской-Южно-Мыльджинской площадях.

Киялинская свита трансгрессивно перекрывается породами алымской свиты. В основании свиты залегает базальный пласт A_1 , состоящий, обычно, из нескольких пропластков песчаников и глин, перекрывающийся глинистыми отложениями кошайской пачки. Толщина свиты меняется от 20 до 35 метров.

Завершают меловой продуктивный комплекс апт-сеноманские прибрежно-морские и континентальные отложения покурской свиты $K_{1-2a+al+c}$, представленные неравномерным чередованием глин темно-серых. Толщина свиты по территории довольно выдержана и составляет 780–850 метров. Региональным экраном для пластов-коллекторов покурской свиты служат морские отложения кузнецовской свиты K_{2t} , представленные темно-серыми глинами. Толщина свиты составляет 20–25 метров.

Морские отложения ипатовской свиты $K_{2t+cn+s1}$ представлены серыми глинами и слабосцементированными песчано-алевролитовыми породами. Толщина свиты 76–159 метров.

Залегающие выше морские отложения славгородской K_{2s2+cp} и ганькинской K_{2m+d} свит представлены серыми глинами, участками известковистыми с прослоями опоковидных глин и мергелей [5].

Палеогеновая система залегает согласно на меловой системе. Отложения палеогеновой системы сложены морскими глинами талицкой свитой палеоценового возраста и люлинворской, чеганской, некрасовской свитами эоцен-олигоценного возраста, сформированными в озерных, озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях. Система представлена чередованием сероцветных песков, алевролитов и глин с прослоями бурых углей.

Общая мощность палеогена 308–420 метров.

Четвертичная система залегает несогласно на отложениях палеогеновой системы. Отложения сформированы морскими, ледниковыми, озерно-ледниковыми, аллювиальными и другими континентальными осадками. Представлены песками мелко- и среднезернистыми, местами глинистыми с мелкими растительными остатками, глинами серого цвета, растительными остатками в виде торфяника. Моренные отложения состоят из плотных супесей и суглинков с включением галек и валунов. Общая мощность четвертичной системы около 50 метров.

2.2 Тектоника

В тектоническом плане район работ располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты, пересекая ее с юга на север.

Заложена она была в силуре – начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Герцинский возраст центральной части плиты подтверждается не только типом структурных зон, развитых в фундаменте, но и составом пород, вскрытых скважинами. Доюрский комплекс отложений служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в мезозое-кайнозое были сформированы консидементационные структуры платформенного чехла.

Согласно тектонической карте (рис. 5) фундамента 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. С запада и востока Васюган-Пудинский антиклинорий ограничен Колтогорско-Уренгойским и Усть-Тымским грабен-рифтами, в результате развития, которых, антиклинорий в начале мезозоя испытывал воздымание и денудацию. Вся площадь работ покрыта сетью разломов, оперяющих грабен-рифты и протягивающихся с юго-запада на северо-восток. В строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями и грабеновый, представленный преимущественно вулканогенно-осадочными образованиями [6].

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. Наиболее полно унаследованность структурами чехла геосинклинальных структурных форм фундамента наблюдается в зонах развития позднегерцинской складчатости, что характерно и для района работ.

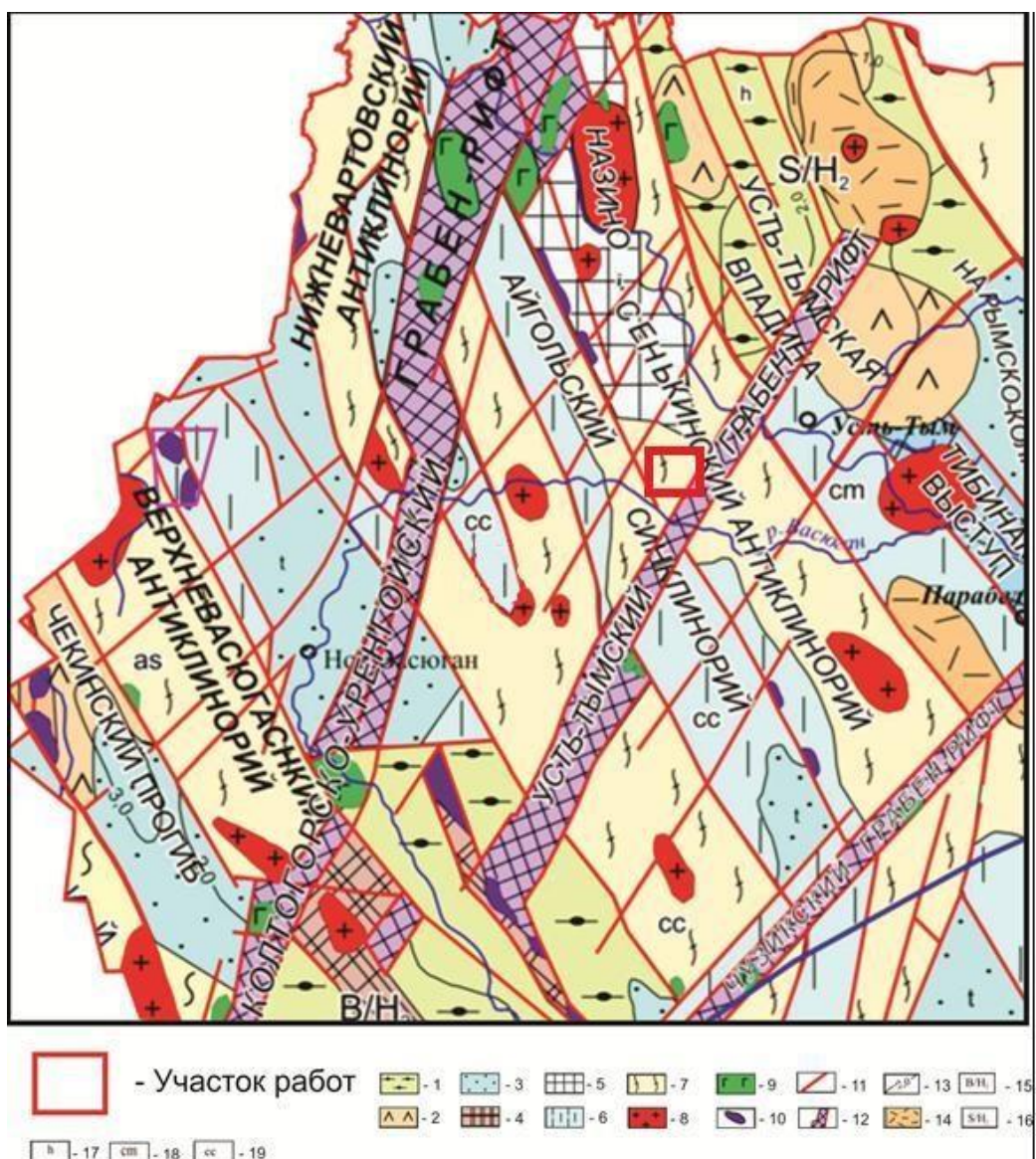


Рис. 5 Фрагмент «Тектонической карты фундамента Томской области (Сурков В. С., 1986 г.) [6]

1 – наложенные впадины и прогибы в пределах срединных и устойчивых массивов, 2 – раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости, 3 – межгорные прогибы и внутренние впадины, 4 – ядра антиклинориев, сложенные байкальскими складчатыми комплексами, 5 – ядра антиклинориев, сложенные салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами, 6 – основания межгорных прогибов, 7 – антиклинорные зоны инверсионного типа развития. Интрузивные комплексы : 8 – гранитоиды, 9 – базиты, 10 – ультрабазиты. Разломы: 11 – глубинные разломы, 12 – раннемезозойские грабен–рифты. 13 – изопакиты отложений осадочных бассейнов в км, 14 – покровы эффузивов разного состава. Возраст стабилизации: 15 – области байкальской

Мыльджинский вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Средневасюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной (рис. 6).

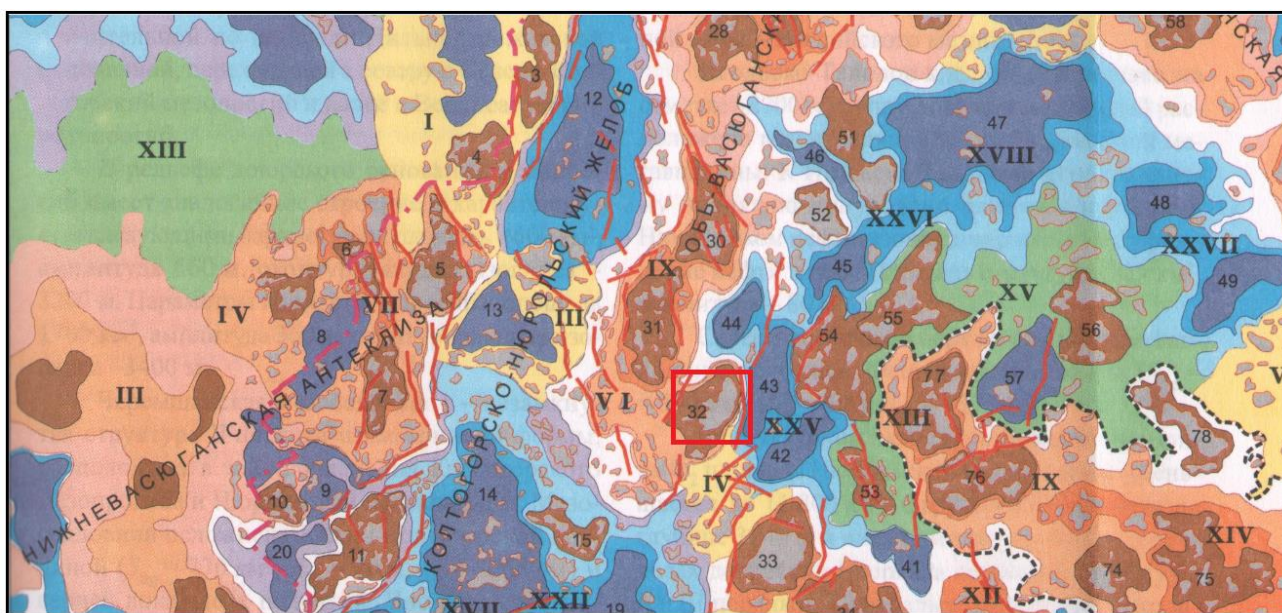
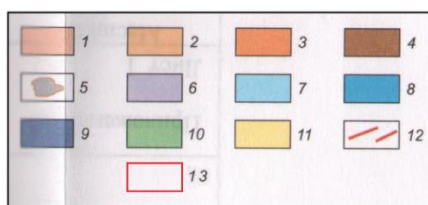


Рис.6 Положение территории исследования на фрагменте тектонической схемы чехла района работ (Конторович В.А., 2005 г.) [7]

Условные обозначения к рис. 6



1-5 положительные структуры: 1 – надпорядковые, 2 – I порядка, 3 – II порядка, 4 – III порядка, 5 – локальные поднятия; 6-9 отрицательные структуры: 6 – надпорядковые, 7 – I порядка, 8 – II порядка, 9 – III порядка; 10-11 промежуточные структуры: 10 – надпорядковые, 11 – I, II порядка; 12 – разрывные нарушения; 13 – Участок работ

Условные обозначения к рис.6 список структур I, II, III порядка Томской области.

Список структур I порядка

<i>I</i> — Сургутский свод,	<i>XI</i> — Межовский мегавыступ,
<i>II</i> — Нижневартовский свод,	<i>XII</i> — Западно-Вартовская мегамоноклираль,
<i>III</i> — Верхнедемьянский мегавал,	<i>XIII</i> — Северо-Демьянская мегамоноклираль,
<i>IV</i> — Каймысовский свод,	<i>XIV</i> — Северо-Межовская мегамоноклираль,
<i>V</i> — Александровский свод,	<i>XV</i> — Северо-Парабельская мегамоноклираль,
<i>VI</i> — Средневасюганский мегавал,	<i>XVI</i> — Юганская мегавпадина,
<i>VII</i> — Пыль-Караминский мегавал,	<i>XVII</i> — Нюрольская мегавпадина,
<i>VIII</i> — Пайдугинский мегавал,	<i>XVIII</i> — Усть-Тымская мегавпадина,
<i>IX</i> — Парабельский мегавыступ,	<i>XIX</i> — Восточно-Пайдугинская мегавпадина
<i>X</i> — Владимировский мегавыступ.	

Список структур II порядка (Томская область)

<i>I</i> — Ледяная мезоседловина,	<i>XVII</i> — Белоноговское мезоподняtie,
<i>II</i> — Караминская мезоседловина,	<i>XVIII</i> — Ярский мезовыступ,
<i>III</i> — Черемшанская мезоседловина,	<i>XIX</i> — Степановское мезоподняtie,
<i>IV</i> — Шингинская мезоседловина,	<i>XX</i> — Белоярский мезовыступ,
<i>V</i> — Чузикско-Чижапская мезоседловина,	<i>XXI</i> — Колтогорский мезопргиб,
<i>VI</i> — Зайкинская мезоседловина,	<i>XXII</i> — Центральнонюрольская мезовпадина,
<i>VII</i> — Нововасюганский мезовал,	<i>XXIII</i> — Южно-Нюрольская мезовпадина,
<i>VIII</i> — Трайгородский мезовал,	<i>XXIV</i> — Косетский мезопргиб,
<i>IX</i> — Васюганский мезовал,	<i>XXV</i> — Сампатский мезопргиб,
<i>X</i> — Лавровский мезовыступ,	<i>XXVI</i> — Неготский мезопргиб,
<i>XI</i> — Пудинское мезоподняtie,	<i>XXVII</i> — Пыжинский мезопргиб,
<i>XII</i> — Горелоярское мезоподняtie,	<i>XXVIII</i> — Южно-Казанский мезопргиб,
<i>XIII</i> — Восточно-Чижалское мезоподняtie,	<i>XXIX</i> — Варгатский мезопргиб,
<i>XIV</i> — Колпашевский мезовал,	<i>XXX</i> — Тегульдетский мезопргиб,
<i>XV</i> — Пайдугинско-Береговое мезоподняtie,	<i>XXXI</i> — Бакчарская мезовпадина
<i>XVI</i> — Кадгачский мезовыступ,	

Список структур III порядка (Томская область)

1 — Советско-Соснинское куполовидное подняtie,	47 — Неготская впадина,
2 — Малореченская впадина,	48 — Северо-Пыжинская впадина,
3 — Кедровско-Матюшкинское куполовидное подняtie,	49 — Южно-Пыжинская впадина,
4 — Ледовое куполовидное подняtie,	50 — Сангильская впадина,
5 — Катильгинское куполовидное подняtie,	51 — Мурасовский выступ,
6 — Первомайский вал,	52 — Трассовое куполовидное подняtie,
7 — Лонтыняхский вал,	53 — Соболиный вал,
8 — Южно-Турьяхская впадина,	54 — Двойной выступ,
9 — Северо-Карандашовский врез,	55 — Тростниковый выступ,
10 — Карандашовское куполовидное подняtie,	56 — Тибиначское куполовидное подняtie,
11 — Крапивинско-Моисеевское куполовидное подняtie,	57 — Балкинская впадина,
12 — Ильякский прогиб,	58 — Колонковый вал,
13 — Южно-Колтогорская впадина,	59 — Граничный вал,
14 — Кулан-Игайская впадина,	60 — Западно-Пайдугинское куполовидное подняtie,
15 — Фестивальный вал,	61 — Береговое куполовидное подняtie,
16 — Осевой прогиб,	62 — Куржинское куполовидное подняtie,
17 — Игольско-Таловое куполовидное подняtie,	63 — Минасовское куполовидное подняtie,
18 — Тамянский прогиб,	64 — Северо-Косецкий прогиб,
19 — Тамрадская впадина,	65 — Южно-Косецкая впадина,
20 — Западно-Крапивинский прогиб,	66 — Северо-Варгатская впадина,
21 — Зимнее куполовидное подняtie,	67 — Южно-Варгатская впадина,
22 — Лавровский вал,	68 — Восточно-Варгатская впадина,
23 — Северо-Межовский врез,	69 — Таволгинское куполовидное подняtie,
24 — Охтеурское куполовидное подняtie,	70 — Олимпийское куполовидное подняtie,
25 — Вахское куполовидное подняtie,	71 — Южно-Калгачский вал,
26 — Криволучский вал,	72 — Тигинское куполовидное подняtie,
27 — Западно-Александровский выступ,	73 — Восточно-Нюрсинский прогиб,
28 — Полуденный выступ,	74 — Шудельское куполовидное подняtie,
29 — Окуневский вал,	75 — Инкинское куполовидное подняtie,
30 — Северо-Васюганское куполовидное подняtie,	76 — Сильгинское куполовидное подняtie,
31 — Новотевризский вал,	77 — Сенькинское куполовидное подняtie,
32 — Мыльджинское куполовидное подняtie,	78 — Нарымский вал,
33 — Лугинское куполовидное подняtie,	79 — Белоярский выступ,
34 — Юбилейное куполовидное подняtie,	80 — Ингузский вал,
35 — Чинжарское куполовидное подняtie,	81 — Вездеходное куполовидное подняtie,
36 — Южно-Пудинский прогиб,	82 — Минкайское куполовидное подняtie,
37 — Северо-Казанский прогиб,	83 — Баруковская впадина,
38 — Южно-Казанская впадина,	84 — Тоголикская впадина,
39 — Южно-Парбигская впадина,	85 — Южно-Ажарминское куполовидное подняtie,
40 — Северо-Парбигский прогиб,	86 — Северо-Лымбельское куполовидное подняtie,
41 — Южно-Соболиная впадина,	87 — Ярское куполовидное подняtie,
42 — Салатский прогиб,	88 — Степановский вал,
43 — Центральный прогиб,	89 — Чачанское куполовидное подняtie,
44 — Северо-Мыльджинская впадина,	90 — Западно-Чачанское куполовидное подняtie,
45 — Южно-Неготская впадина,	91 — Южно-Чачанская впадина,
46 — Северо-Чкаловский врез,	92 — Киселевская впадина

По отражающему горизонту Π^a (подошва баженовской свиты) Мыльджинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами по оконтуривающей изогипсе (структурная карта Г.К.Фирсовой 1994 г., рис. 6) – 2325 м, 28 x 15 км и амплитудой 125 м. Восточный склон структуры довольно крутой, углы падения на уровне отражающего горизонта Π^a 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.

В пределах развития юрских отложений Мыльджинского месторождения выделено всего девять блоков, проиндексированных как I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX. Схема блокового строения юрских залежей приведена на рис. 9.

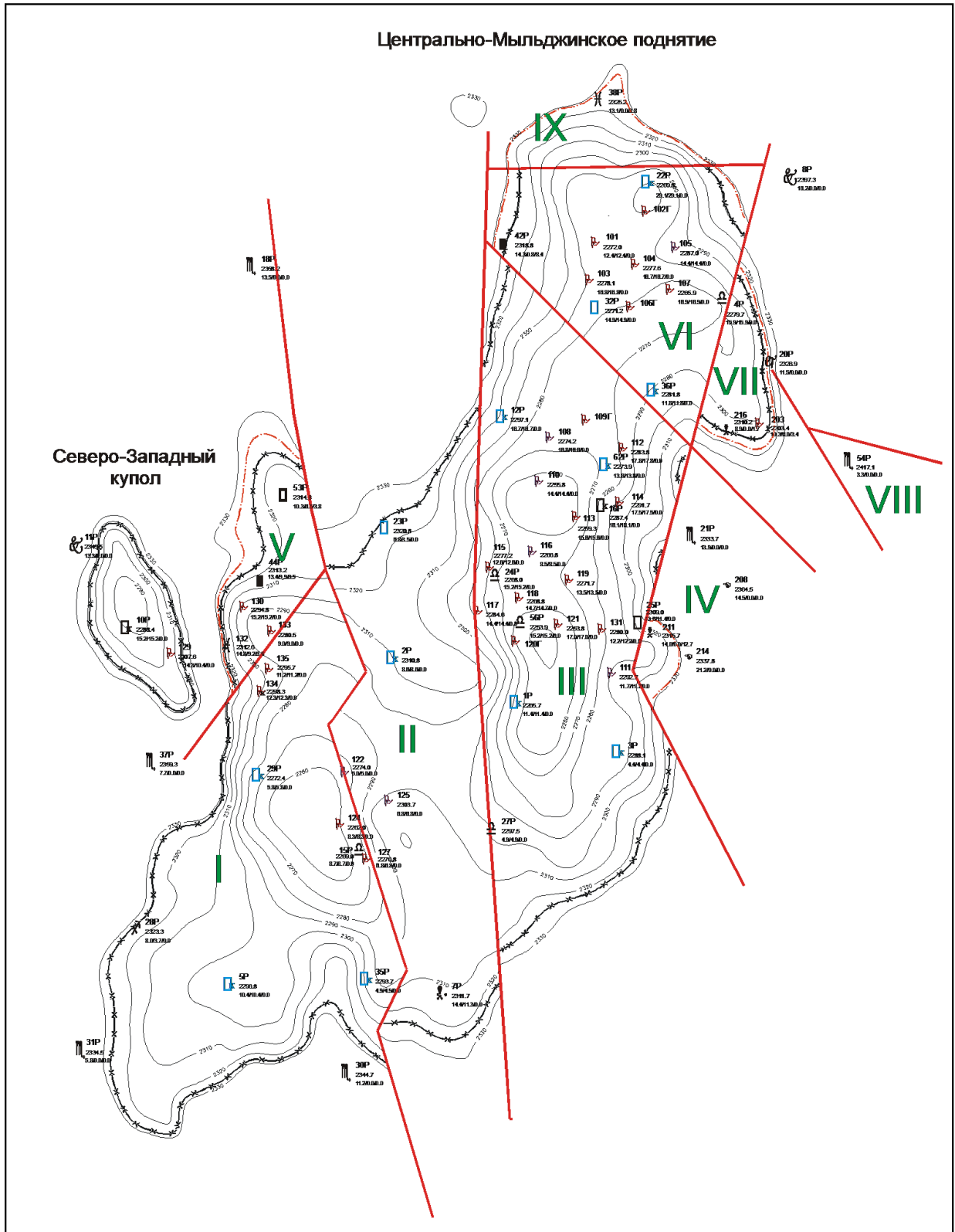


Рис. 7 Схема обоснования блокового строения Мыльджинского месторождения
(Колотущенко Л.Д., 2003 г.)

2.3 Нефтегазоносность

Согласно нефтегазоносному районированию, Мыльджинское месторождение находится в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, Васюганской нефтегазоносной области, входит в состав Средневасюганского нефтегазоносного района (рис. 8).

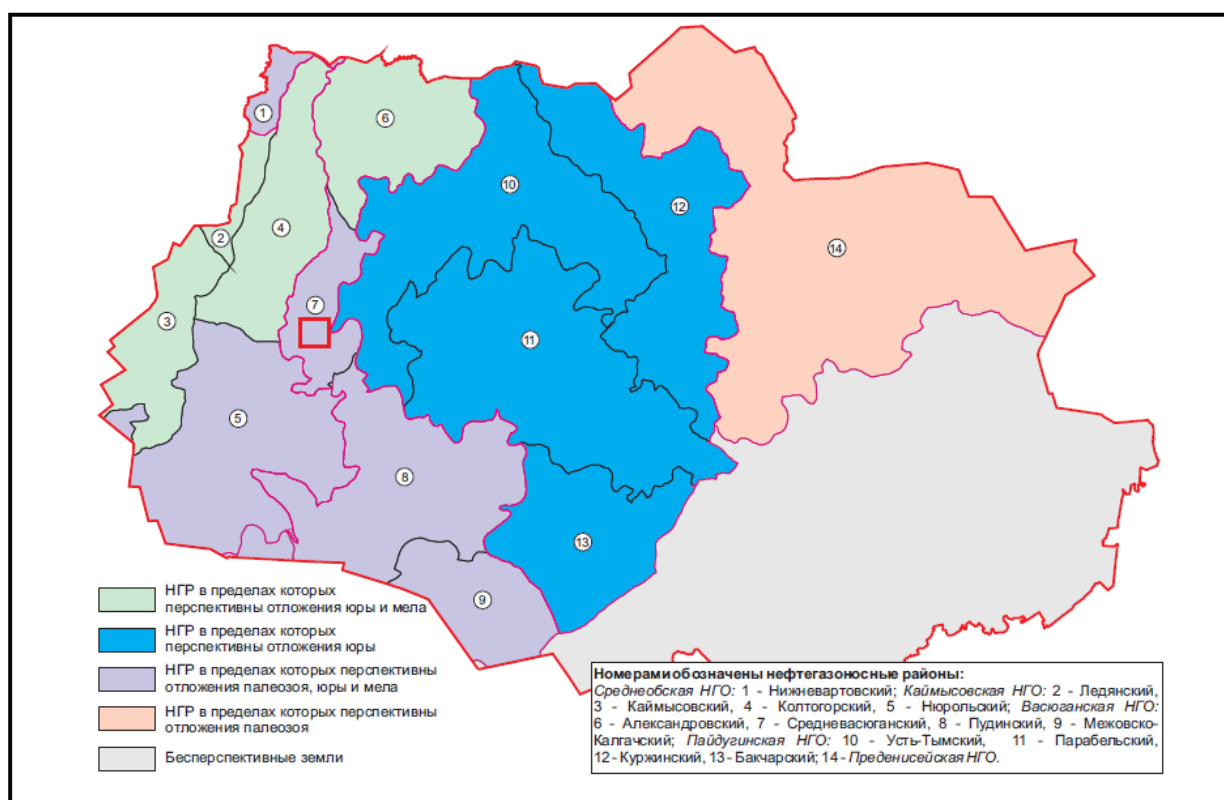


Рис. 8 Положение Мыльджинского месторождения на карте нефтегазоносного районирования Томской области [3]

Промышленная газоносность данного месторождения связана с отложениями средней и верхней юры, а также с отложением нижнего мела. Главные запасы газа находятся в пласте Ю₁, который находится на глубине 2340–2434 метров. Пласт представляет собой серые песчаники, с прослойками глин, алевролитов. Покрышка залежи – глинистые породы баженовской, георгиевской и куломзинской свит, которые имеют мощность от 70 до 100 метров. Кроме того, залежь пласта Ю₁ имеет еще и нефтяную оторочку. Высота залежи газоконденсата составляет 85 метров, а общая высоты с нефтяной оторочкой составляет 94 метра. Незначительные газо- и нефтепроявления были отмечены при испытании нижней части отложений тюменской свиты (пласт Ю₇ в скв. 56) и на ее контакте с корой выветривания (рис. 9).

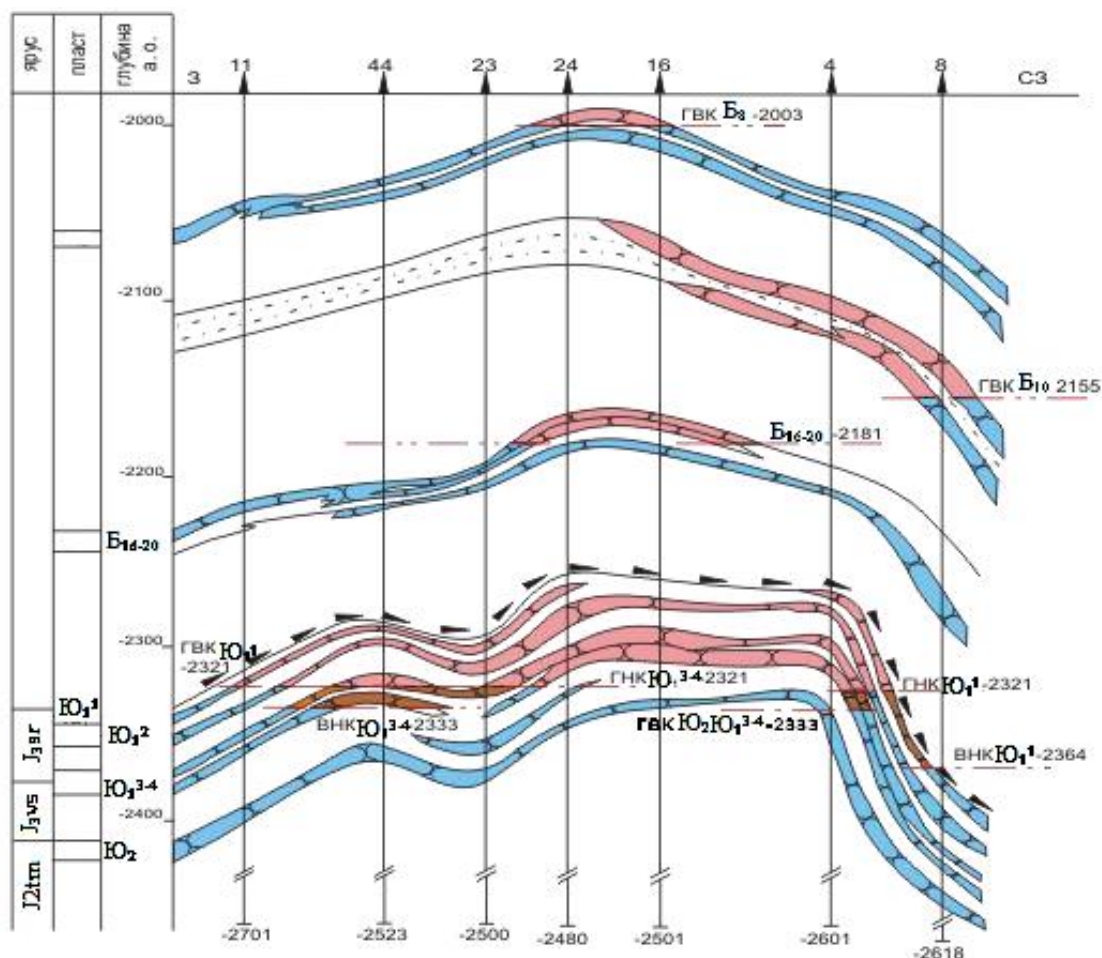


Рис. 9 Геологический разрез по линии скважин 11-44-23-27-16-4-8 Мыльджинского газонефтяного месторождения

Условные обозначения к рис. 11



1 – газонефтяной и водонефтяной контакты пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^{3-4}$, 2 – газовой контакту пласта $Ю_1^1$, 3 – подошва баженовской свиты, 4 – песчаник нефтенасыщенный, 5 – песчаник газонасыщенный, 6 – песчаник водонасыщенный, 7 – алевролитоглинистые породы.

В скв. 1 и 4 из коры выветривания получены незначительные притоки газа. Основными промышленно продуктивными являются пласты: Б₈, Б₁₀, Б₁₆₋₂₀ (куломзинская свита), $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^{3-4}$, $Ю_2$ (васюганская свита).

Схема размещения разведочных и газодобывающих скважин, а также запроектируемых скважин на Мыльджинском месторождении приведены на рис. 9.

Согласно ранее существовавшим представлениям, нерасчлененный песчаный горизонт $Ю_1$ (рис. 7), включающий пласты $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^{3-4}$ и песчаный пласт $Ю_3$ образуют газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой, выделяемой в северозападной части

месторождения. Положение плоскости ГВК условно принято на абсолютной отметке 2321 м. Положение ВНК условно проводится на отметке 2333 м. Продуктивность пласта Ю₁¹⁻² подтверждается результатами испытаний 16 скважин, из которых получены фонтаны газа с абсолютно свободными дебитами от 23,3 до 1353 тыс. м³/сут. Одновременно с газом из скважин поступало значительное количество конденсата. Приток нефти дебитом 20 т/сут получен из скв. 53 на западе месторождения, а также из скв. 17, 21, 32, 42, 44, где дебит равен 3,4–15,8 т/сут.

Общая мощность пласта Ю₁¹⁻² равна 46,4–108 м. Открытая пористость пород коллекторов 11–24% при проницаемости параллельно напластованию до 1092 мД.

Газонасыщенность в песчано-алевролитовых пластах имеет значение в среднем 71,5 %. Залежь газа пласта Ю₁¹⁻² является массивной. Этаж газоносности 74 м.

По результатам испытания пласта Ю₁¹ скв. 8, 17, 51 на северо-восточном склоне Мыльджинского поднятия выделяется литологически экранированная залежь нефти, за счет глинизации песчаников Ю₁¹ в сводовой части структуры. Уровень ВНК установлен в скв. 8 на абсолютной отметке 2364 м. Дебиты нефти получены из скв. 17, 21, 51 составили 0,004–3,4 т/сут.

Пласт Б₁₆₋₂₀ прослеживается в подошве отложений куломзинской свиты валанжина, выделяется не всегда точно и не имеет повсеместного распространения в пределах месторождения. В южной части площади замещается глинистыми разностями и как пласт коллектор не выделяется. Продуктивность пласта установлена на основании испытания скв. 4, 12, 32, в которых получены фонтаны газа дебитом 27,3–139,5 тыс. м³/сут. В газе отмечается конденсат.

Общая мощность пласта изменяется от 6,8 до 50,4 м. Эффективная равна 1,233,2 м. Количество прослоев песчаника, составляющих эффективную мощность, равно 8–10 м. Газонасыщенная мощность равна 1,2–20 м.

Пласт Б₁₆₋₂₀ имеет сложное геологическое строение, в связи с чем положение газоводяного контакта по БКЗ и РК не выделяется. За положение условного ГВК принимается отметка нижней дыры перфорации в скв. 4, из которой получен фонтан сухого газа, т.е. отметка - 2181 м.

Пласт Б₁₆₋₂₀ имеет низкие коллекторские свойства. Большинство образцов оказалось непроницаемыми, что связано с высокой карбонатностью пород. Залежь газа в пласте является литологической. Этаж газоносности – 40 м.

Пласт B_{10} приурочен к средней части разреза куломзинской свиты валанжина. Залегают на 108 м гипсометрически выше пласта B_{16-20} . Фациально пласт неустойчив и прослеживается лишь в северной и северо-восточной частях Мыльджинской площади.

Продуктивность пласта подтверждается результатами испытания 6 скважин, из которых фонтан газа с дебитами от 110,8 до 366,5 тыс. м³/сут. Газ содержит конденсат. Общая мощность пласта изменяется от 6 до 34,8 м, эффективная мощность равна 1,2–22 м, которую слагает прослой песчаников в количестве 3–13. Газонасыщенность равна 1,2–22 м. Плоскость ГВК проводится условно по подошве пласта B_{10} в скв. 17 по отметке - 2154,5 м.

По составу породы пласта B_{10} неоднородны. Наиболее опесчанены они на восточном крыле. В западном направлении происходит постепенная глинизация пород, а на западном крыле и южной периклинали песчано-алевролитовые разности пласта полностью замещаются глинами.

Открытая пористость пластов-коллекторов колеблется от 11,1 до 25,6%, проницаемость от 1,4 до 964 мД. Карбонатность достигает 29–34%. В целом, коллекторские свойства сравнительно хорошие. Залежь газа по типу является литологической. Этаж газоносности составляет 104,6 м.

Пласт B_8 приурочен к верхней части отложений куломзинской свиты валанжина. Залегают гипсометрически выше пласта B_{10} и отделяется от него семидесятиметровой толщиной аргиллитов. Прослеживается на площади 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 182 тыс. м³/сут.

Общая мощность пласта равна 13,2–47,6 м., эффективная 2,4–21,6 м., газонасыщенная равна 2–6,8 м.

Ориентируясь на результаты испытания скв. 1, 24, 2, а также на БКЗ скв. 1, 16, 24, 32 граница ГВК проводится на отметке 2003 м. Открытая пористость пород коллекторов составляет 11,6–29,3% при проницаемости 0,8–1548 мД. Залежь пласта B_8 является пластовой. Этаж газоносности 23 м [2].

Объем извлекаемых запасов нефти на Мыльджинском месторождении по всем тектоническим блокам равно: по категории C_1 – 233 тыс. т., по категории C_2 – 168 тыс. т. Итого 400 тыс. т. нефти.

Объем извлекаемых запасов конденсата на Мыльджинском месторождении по всем тектоническим блокам равно: по категории C_1 – 5735 тыс. т., по категории C_2 – 452 тыс. т. Итого, 6187 тыс. т. конденсата [9].

2.4. Петрофизические характеристики.

В разрезе Мыльджинского месторождения промышленная нефтегазоносность занимает большую часть отложений юрского возраста. Эти отложения разделяются на нижне- и среднеюрские песчано-глинистые образования местами угленосные, и верхнеюрские образования морского генезиса (глинистые и алевролитовые породы). Меловые отложения представлены морскими и озёрно-аллювиальными фациями, со следующими физическими параметрами:

$$V_{\text{ср.пл.}} = 2590\text{--}3500 \text{ м/с}, \rho = 2,03\text{--}2,52 \text{ г/см}^3.$$

Отложения куломзинской свиты, представлены толщей аргиллитов с линзами и прослоями алевролитов и песчаников. В нижней части отложения характеризуются низкими значениями $\rho_n = 10 \text{ Ом*м}$. Лишь в верхней части наблюдается незначительная дифференциация по ρ_n .

Образования баженовской свиты представлены тёмно-бурыми (до чёрных) битуминизированными плотными глинистыми аргиллитами. Эти отложения уверенно выделяются методами КС, ПС и ГК, в связи с высокими значениями $\rho_n = 90\text{--}100 \text{ Ом*м}$, $\gamma = 50$ и более мкР/ч.

Тарская свита представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов характеризующихся резкой дифференциацией по кривым ρ_n ; $\rho_n = 15\text{--}20 \text{ Ом*м}$, $\alpha U_{\text{ПС}} = 55\text{--}75 \text{ мВ}$.

Тюменская свита представляет подстилающий комплекс для верхнеюрских коллекторов.

Обобщенные сведения физических свойств горных пород, слагающие геологический разрез месторождения Западной Сибири представлены в таблице [10].

Таблица 1 Физические свойства основных разновидностей горных пород, слагающие геологический разрез

Породы	Плотность σ (г/см ³)	Сопротивление, ρ_n (Ом*м)	Радиоактивность, γ (мкР/ч)	Скорость, v_p (м/с)
Глины	2,1-2,4	2-40	6-14	1200-2500
Песчаники	2,2-2,5	2-30	3-8	1500-5500
Плотный карбонатизир. песчаник	2,3-2,7	15-240	4-7	3000-6000
Аргиллиты	2,3-2,6	2,5-7	5-12	5000-7500
Алевролиты	2,4-2,7	1,8-18	8-11	1500-4500
Угли	1,2-1,9	100 и более	0,5-3	1000-2500
Известняки	2,6	50-2400	2-8	3000-7100

ФЭС отложений верхней юры, где сосредоточены основные запасы газа, представлены на примере скв. 111 в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов ФЕС коллекторов по скв. 111

Пласт	Интервал коллектора, м		h, м	K _{гп} , %	K _п , %	K _{пр} , мД	K _{пг} , %	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

Граничные значения $K_{пгр}$ и $K_{пргр}$ определялись по сопоставлению коэффициентов пористости и проницаемости с эффективной пористостью пород, как величины, соответствующие установленным граничным значениям эффективной пористости.

При использовании результатов стандартных исследований образцов керна, отобранного на ПЖ с водной основой, предполагается, что к неколлекторам принадлежат породы, поры которых заполнены остаточной водой. Такие породы обладают нулевыми значениями коэффициентов эффективной проницаемости ($K_{пр.эф}$) и пористости ($K_{п.эф}$). Наличие отличной от нуля эффективной пористости свидетельствует о присутствии подвижных флюидов в коллекторах. Значение эффективной пористости определяется выражением: $K_{п.эф} = K_{п} * (1 - K_{во})$

Значения $K_{пргр}$ и $K_{пгр}$, соответствующие $K_{п.эф} = 0$, характеризуют абсолютные границы коллекторов по коэффициентам пористости и проницаемости.

Фильтрация флюида в коллекторе становится возможной, если эффективная пористость выше некоторой граничной величины, так как для осуществления движения флюида необходим дополнительный объем пор, не занятый остаточной водой и обеспечивающий передачу давления.

Граничное значение эффективной пористости, при котором возможна фильтрация флюида, оценивалось по данным статистически распределений значений $K_{п.эф}$, определенных по данным ЯМР. По точке резкого подъема полимодальной кривой $K_{п.эф}$ было установлено нижнее граничное значение $K_{п.эф} = 0.015$, не противоречащее средним

значениям этого параметра, указанным в литературных источниках. По зависимостям между эффективной пористостью и $K_{п}$ (Рис.10), $K_{пэф}$ и $K_{пр}$ (Рис.11, 12), эффективной пористости и относительной глинистости ($\eta_{гл}$) (Рис.13) установлены граничные значения параметров, соответствующие величине $K_{пэфгр} = 0,015$ д.ед.

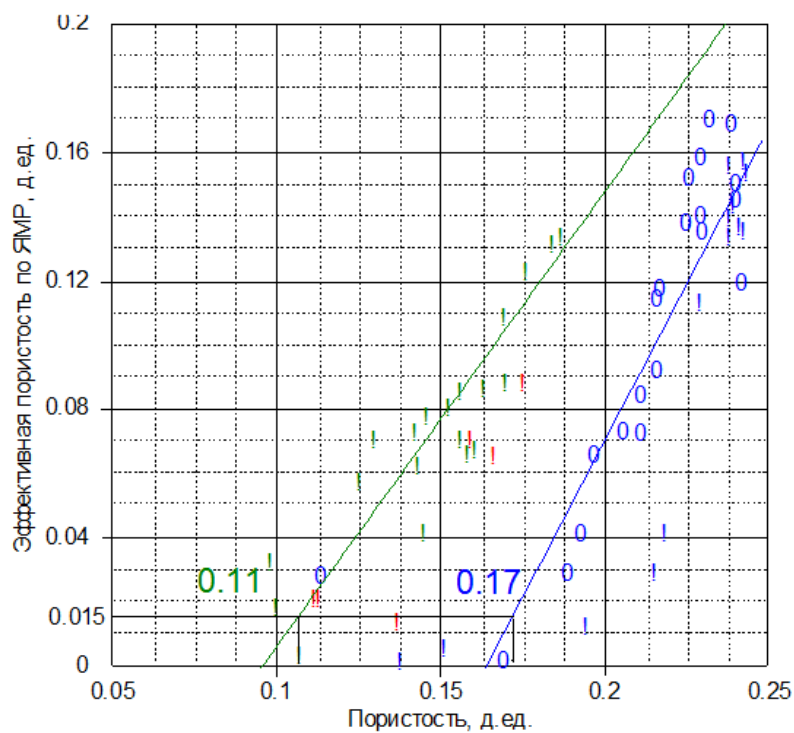


Рис.10 Зависимости эффективной пористости по ЯМР от пористости. Обоснование граничных значений пористости по пластам $B_8, B_{10}, Ю_1^2, Ю_1^{3-4}$ [10]

$$K_{пэф} = 1.949 * K_{п} - 0.319, K_{ТС} = 0.389, П_{ог} = 0.56, n = 35 - \text{для пластов } B_8, B_{10}$$

$$K_{пэф} = 1.416 * K_{п} - 0.135, K_{ТС} = 0.560, П_{ог} = 0.33, n = 26 - \text{для пласта } Ю_1^{3-4}$$

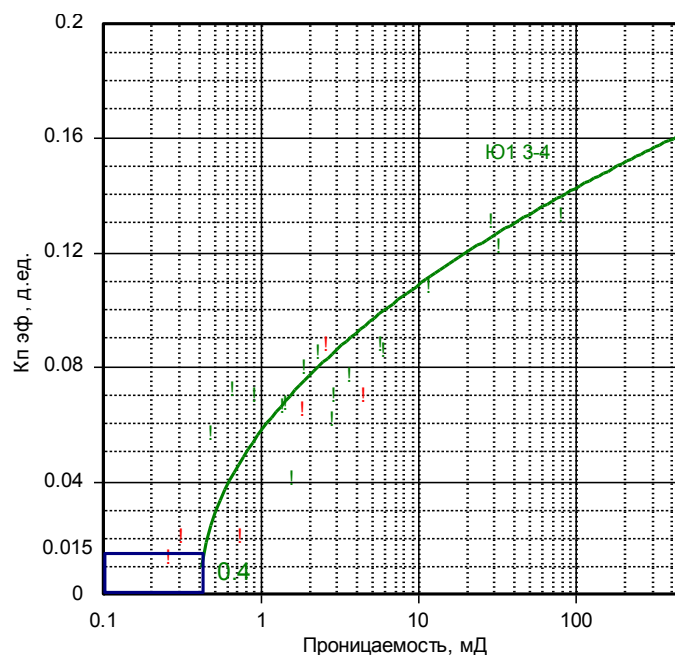


Рис. 11 Зависимости эффективной пористости по ЯМР от проницаемости. Обоснование граничных значений проницаемости по пластам Ю₁¹⁺², Ю₁³⁻⁴ [10]

$$K_{пэф} = (0.0033 + 0.0085 * \lg(K_{пр}))^{0.5}, K_{ТС} = 0.350 \Pi_{ог} = 0.982, n = 26$$

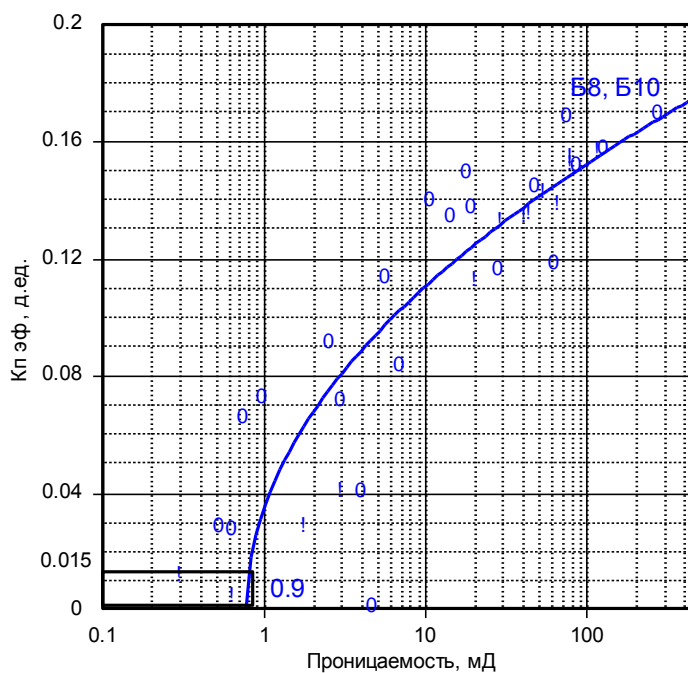


Рис. 12 Зависимость эффективной пористости по ЯМР от проницаемости. Обоснование граничных значений проницаемости по пластам Б₈ [10]

$$K_{пэф} = (0.0012 + 0.011 * \lg(K_{пр}))^{0.5}, K_{ТС} = 0.45, \Pi_{ог} = 0.663, n = 35$$

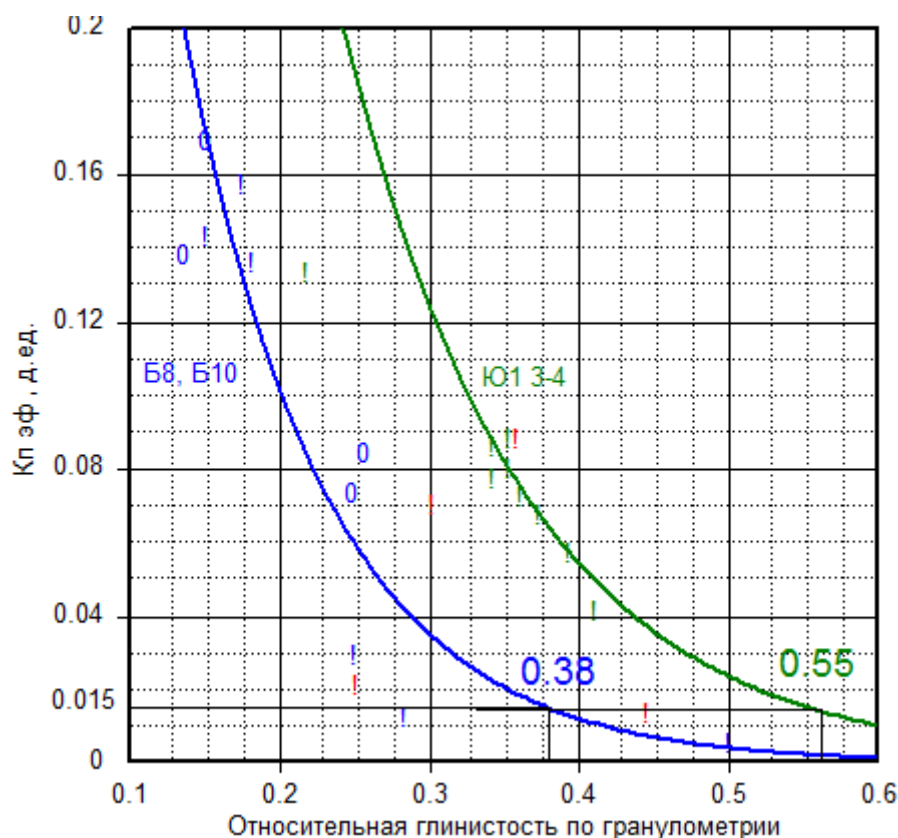


Рис.13 Обоснование граничного значения относительной глинистости по данным исследований керна лабораторией НПЦ «Тверьгеофизика»

$$K_{п\text{эф}} = 0.85e^{(-10.61 \cdot \text{нгл})}, \text{ КТС} = 0.592 \text{ П}_{\text{ор}} = 0.484, n = 10 - \text{ для пластов Б}_8 \text{ и Б}_{10}$$

$$K_{п\text{эф}} = 1.50e^{(-8.30 \cdot \text{нгл})}, \text{ КТС} = 0.265 \text{ П}_{\text{ор}} = 0.737, n = 15 - \text{ для пласта Ю}_1^{3-4}$$

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

Исследуемая территория в сейсмогеологическом отношении характеризуется достаточно высокой скоростной и плотностной дифференциацией разреза, что является с одной стороны благоприятной предпосылкой для изучения мезозойско-кайнозойского чехла, а с другой – в отдельных случаях приводит к существенному искажению сейсмического сигнала.

В толще мезокайнозойских отложений прослеживаются не менее пяти групп отражающих границ: I, II, III, IV, V (рис. 16). Наиболее выдержанные из них связаны с периодами трансгрессии моря, стабилизацией палеоструктурных режимов и длительным стационарным режимом осадконакопления, способствующим формированию латерально выдержанных глинистых толщ.

Группа отражающих горизонтов V соответствует самой молодой третичной трансгрессии. Наиболее выдержанный из этой группы горизонт V_а, соответствующий

прикровельной части талицкой свиты, прослеживается на временных разрезах в диапазоне времен 370–520 мс.

Группа отражающих горизонтов V соответствует самой молодой третичной трансгрессии. Наиболее выдержанный из этой группы горизонт V_a , соответствующий прикровельной части талицкой свиты, прослеживается на временных разрезах в диапазоне времен 370–520 мс.

Группа отражающих горизонтов IV приурочена к верхнемеловому морскому бассейну осадконакопления. Самая интенсивная и динамически выдержанная в этой группе волна IV_6 прослеживается на временах 600–800 мс. Она приурочена к поверхности контакта кузнецовской и ипатовской свит.

В волновой картине покурской свиты, характеризующейся континентальными условиями осадконакопления, наблюдается ряд динамически слабо выраженных непротяженных отражений. Лишь в её нижней части регистрируется выдержанный маркирующий горизонт III.

Группа отражающих горизонтов II соответствует нижнемеловой-верхнеюрской трансгрессии моря. К этой группе относится региональный сейсмический репер II_a , приуроченный к подошве баженовской свиты и регистрируемый на временах 1880–2090 мс и отражающий горизонт II_6 , соответствующий кровле куломзинской свиты, регистрируемый на временах 1700–1930 мс. Отражающий горизонт II_a является сейсмоосновой для всех структурных построений отложений юры.

Между отражающими горизонтами II_a и II_6 наблюдается серия согласных косослоистых отражений, последовательно выклинивающихся в западном направлении на отложения баженовской свиты. Клиноформный рисунок волновой картины связан с боковым заполнением осадками палеобассейна в условиях шельфа, континентального склона и глубокого моря.

Формирование отражающих горизонтов группы I происходило в континентальном режиме осадконакопления. Наиболее выдержанные отражения I_a и I_6 получены от углистых и углисто-глинистых пачек, обладающих аномально-низкими пластовыми скоростями (рис 14).

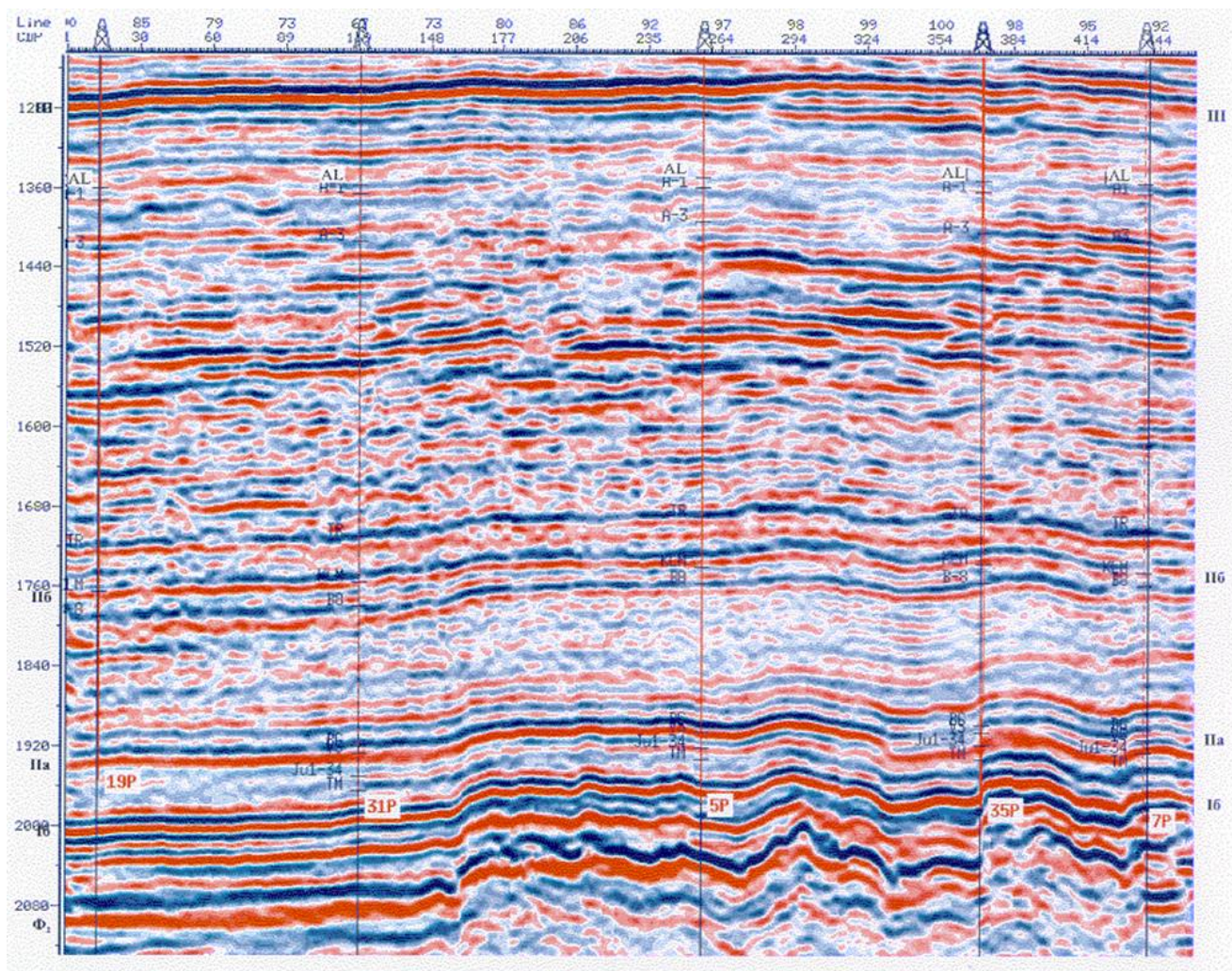


Рис. 14 Временной разрез по линии скв. №№ 19P, 31P, 5P, 35P, 6P (данные 3Д сейсморазведки) Мыльдзинское месторождение [2]

Отражённая волна Φ_a формируется в зоне контакта отложений тюменской свиты, пород коры выветривания и коренных пород доюрского фундамента. Она регистрируется в интервале времен 1980–2300 мс. Литологическая неоднородность, нестабильность акустических свойств этого интервала, большое количество разрывных нарушений и значительные углы наклонов отражающей границы обусловили сложный интерференционный неустойчивый характер волновой картины.

По данным сейсмокаротажа геологический разрез характеризуется монотонным возрастанием скоростей с глубиной от 1600–1700 м/с до 2500–2700 м/с.

К неблагоприятным факторам при проведении работ можно отнести значительную неоднородность пород фундамента, а также сложные поверхностные сейсмогеологические условия (торфяные болота, реки), что сказывается на качестве сейсмических материалов [2].

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ проводился по каротажным диаграммам эксплуатационной скважины №1 Мыльджинского месторождения.

Продуктивными пластами являются Ю₁¹, Ю₁³⁻⁴. Для эффективного проектирования исследований в эксплуатационной газовой скважине следует провести анализ результатов работ прошлых исследований и интерпретаций за 2016 год. Проектируемые работы будут проводиться в скважине №1 (рис. 7) Мыльджинского месторождения. Основные задачи проведенных исследований были: определение профиля притока, дебита скважины, пластового давления и наличие заколонных перетоков.

Данные на скважину следующие: искусственный забой – 2497 м; текущий забой находится на глубине 2495,2 м; диаметр эксплуатационной колонны равен 168 мм; воронка НКТ/диаметр НКТ 2483,5 м / 88,5 мм; крепежный узел пакера находится на глубине 2372,2–2374,4 м; 13.07.2012 в скважине было проведено ГРП.

Интервалы перфорации:

1. 2452,4–2457 м;
2. 2472–2482 м;
3. 2472–2480 м;

Данные исследования выполнены аппаратурой РЛТ – 9, ИСП – 42, ПЛ2 – 38 и регистрирующей станцией КЕДР-02. Качество материала хорошее. Скорость записи 200–400 м/час.

Вид исследований: ГК; локатор муфт; термометрия; механическая расходомерия; шумомерия; баромерия; плотнометрия.

Также в скважине № 1 проводились такие исследования как ПС, ИК, ДС, БК, МБК, МК, ГК, НК, БКЗ, ПЗ и резистивиметрия

Диаграммы исследований представлены на рисунках 15, 16, 17 и 18.

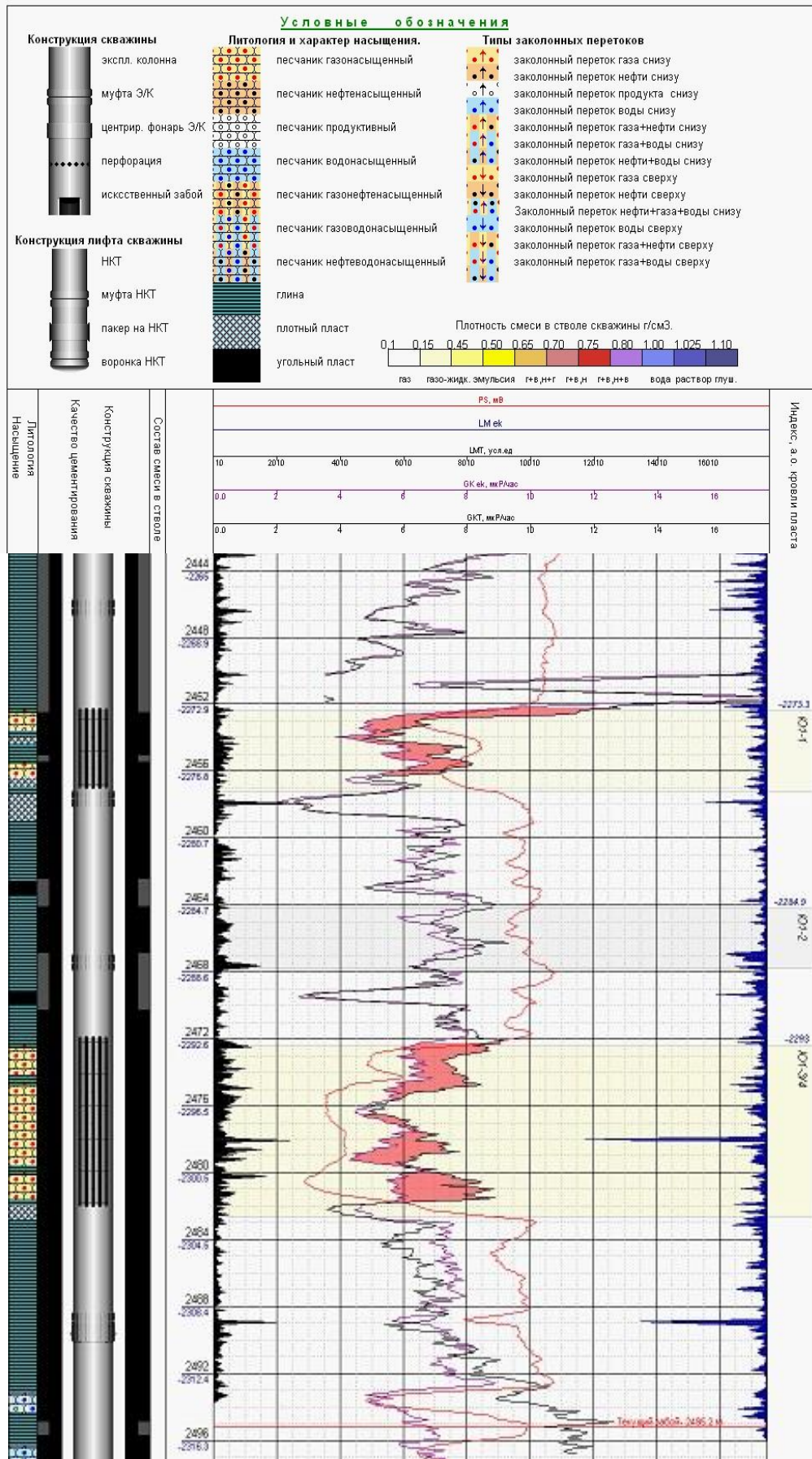


Рис. 15 Диаграмма ГК в скважине 1.

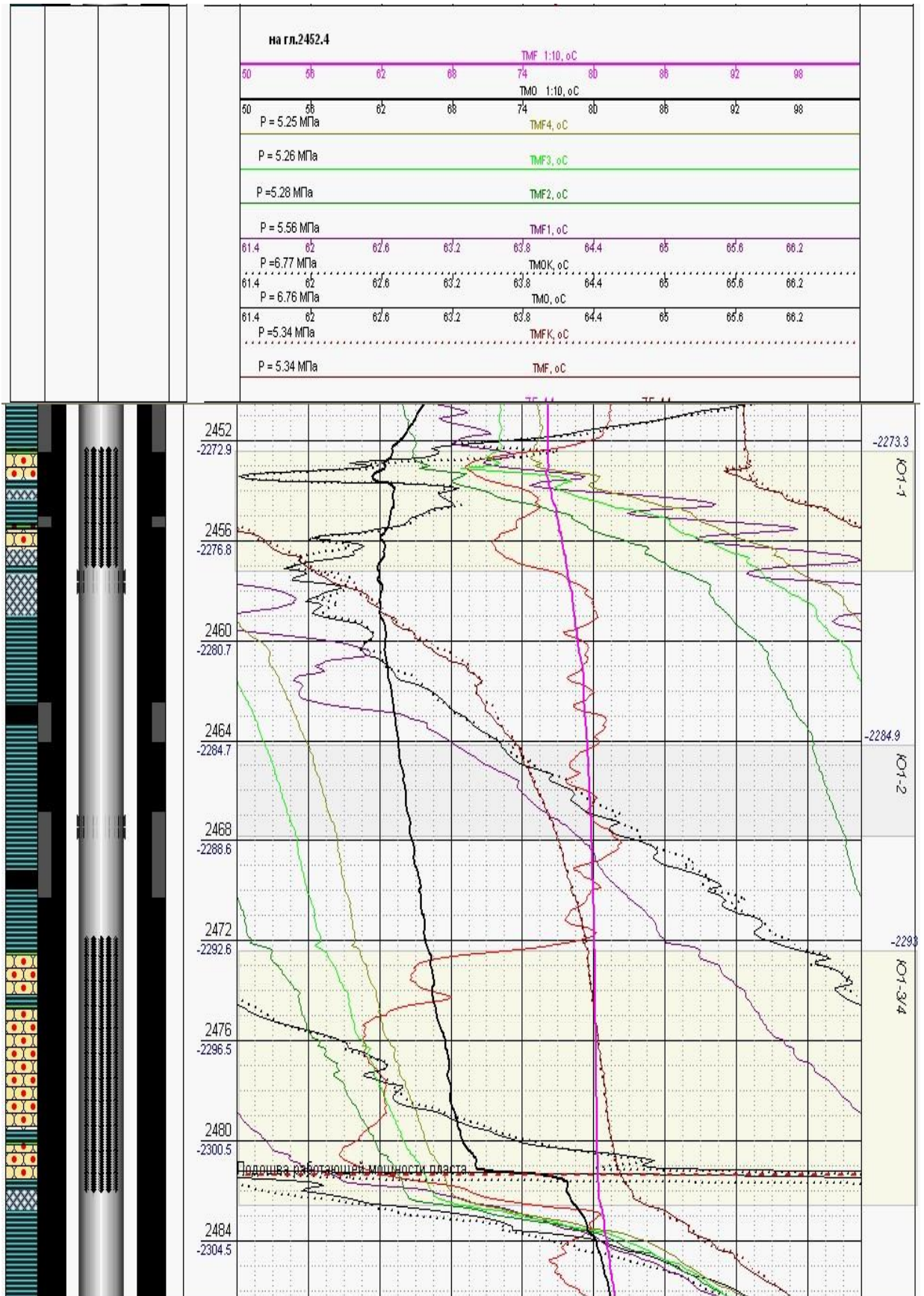


Рис. 16 Диаграмма термометрии в скважине 1.

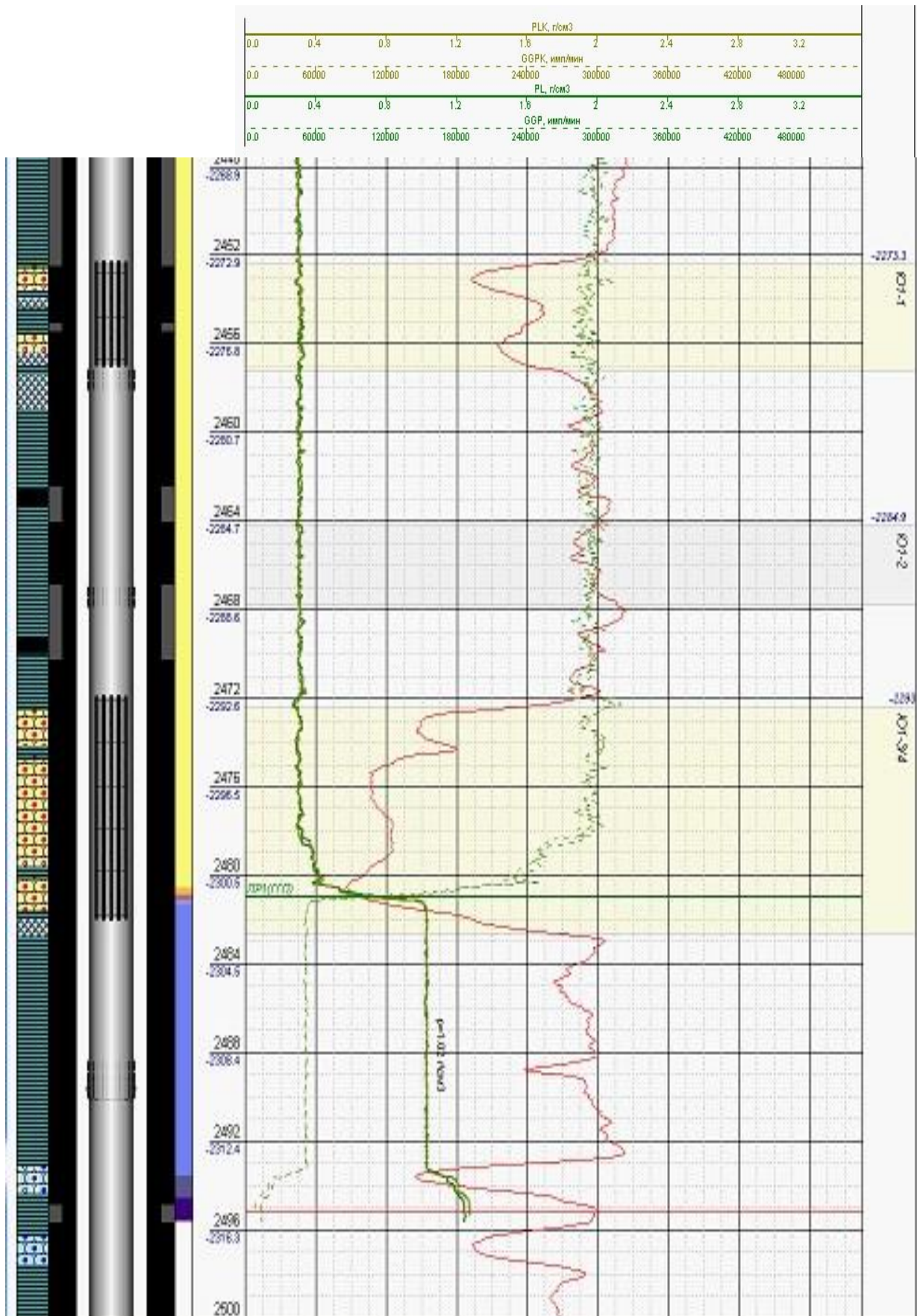


Рис. 17 Диаграмма плотнометрии в скважине 1.

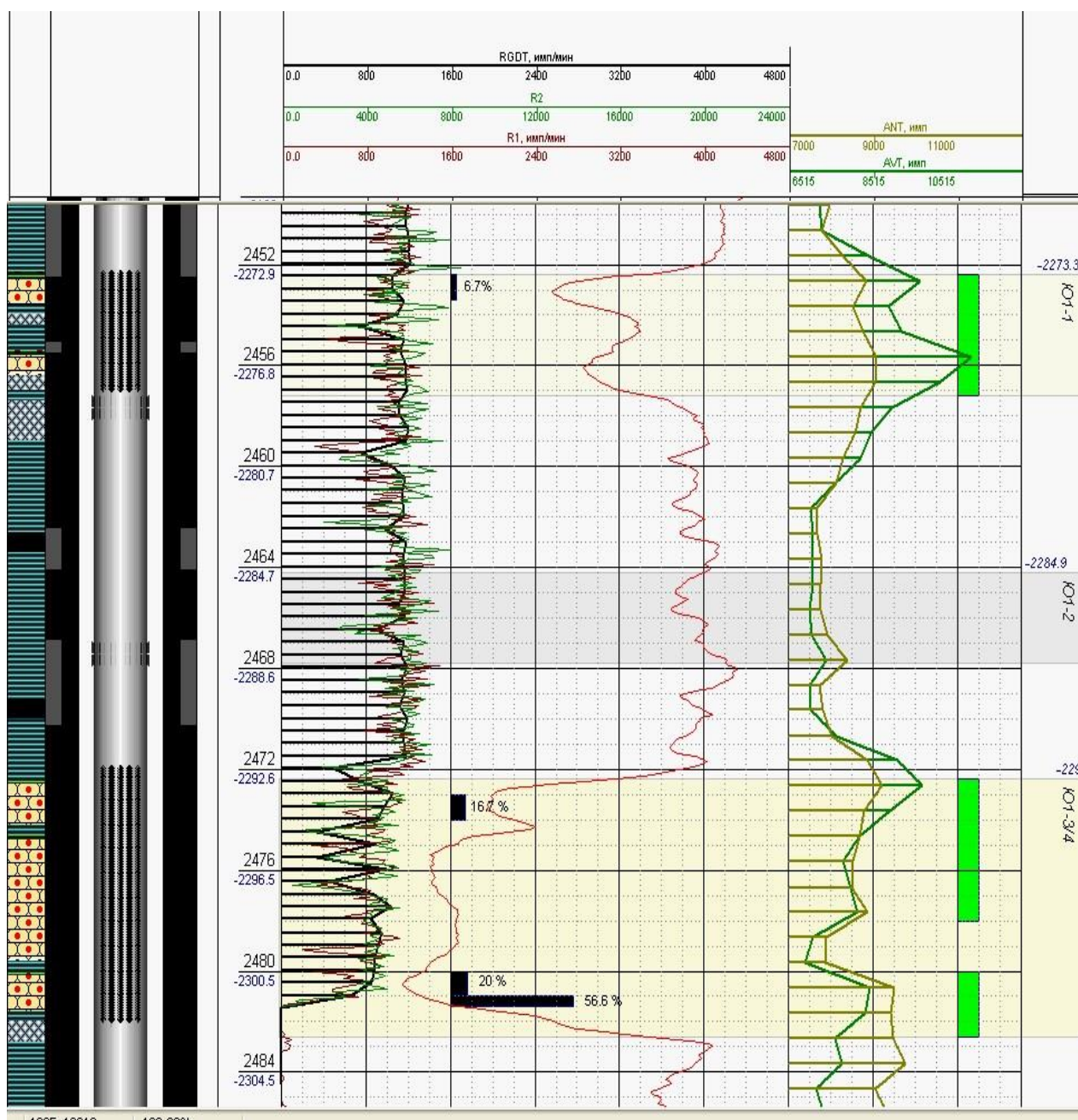


Рис. 18 Диаграммы механической расходомерии и шумомерии в скважине 1.

Результаты исследований:

По данным ПГИ в скважине при $R_{заб} = 5.25\text{--}5.56$ МПа из перфорированных интервалов пластов Ю₁¹ и Ю₁³⁻⁴ зарегистрирован приток газа. Работающие мощности пластов скважины выделены методами расходомерии, шумомерии и термометрии. Основной приток газа приходится на подошвенную часть пласта Ю₁³⁻⁴, 56,6% от $Q_{общ}$ (Таблица 3).

Таблица 3 Результаты исследования по данным расходомерии.

Индекс пласта	Интервал, м				h _{раб} , м	Кд = h/Нэфф	Q _{отн} ,% = q/Q _{сумм}	Q _{прив} = Q1/h _{раб}
	перфорации		отдающий					
	кровля	подошва	кровля	подошва				
Ю1-1	2452.4	2457	2452	2453	1	0.0685	6.7	7
Ю1-3/4	2472	2482	2473	2474	1	0.0685	16.7	17.5
			2480	2481	1	0.0685	20	21
			2481	2481.4	0.4	0,027	56.6	148.6

Таблица 4 Результаты исследований по данным шумомерии

Индекс пласта	Интервал, м				h _{раб} , м
	перфорации		отдающий		
	кровля	подошва	кровля	подошва	
Ю1-1	2452.4	2457	2452.4	2457.2	4.8
Ю1-3/4	2472	2482	2472.4	2478	5.6
			2480	2482.6	2.6

По данным ГК наблюдаются радиогеохимические аномалии интенсивностью 0,5–0,6 мкр/час. Превышение текущих значений ГК над фоновыми ниже глубины 2493 м связано с грязевым осадком в призабойной части скважины.

По данным ГПИ, выполненного в режиме стабильного фонтанирования, на глубине 2481 м наблюдается плотностной раздел, выше которого флюид с $\rho = 0,30\text{--}0,44 \text{ г/см}^3$, а выше вода с $\rho = 1,02 \text{ г/см}^3$. На глубине выше 2440,4 м газ с $\rho = 0,23\text{--}0,25 \text{ г/см}^3$.

Межпластовых перетоков не выявлено.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

Целевое назначение работы – выбор комплекса ГИС для определения профиля притока и оценки технического состояния ствола скважины. На данном этапе решается следующий ряд задач: выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока; определение состава флюида в стволе скважины; определение заколонных перетоков; определение зон негерметичности; определение R_z , T_z , P , Q , $R_{пл}$, $T_{пл}$.

4.2 Обоснование объекта исследований

Основанием выбора повторных работ в скважине 1 для проектирования служит плановая периодичность исследований (один раз в два года). На момент ранее проведенных исследований дебит составлял 105 н. тыс. м³/сут. Заколонных перетоков и негерметичностей не было обнаружено. В связи с этим необходимо провести повторные исследования тем же геофизическим комплексом.

Если регулярно проводить такие работы на месторождении, будет осуществляться мониторинг внутреннего состояния залежи, решаться технические и технологические проблемы скважин и будут планироваться дальнейшие оптимальные режимы выработки залежи.

4.3 Физико-технологическая модель объекта исследований.

Для построения ФТМ для построения профиля притока был проанализирован и использован геолого-геофизический материал по Мыльджинскому месторождению

На основании результатов исследований прошлых лет для решения геологических задач в данной скважине будет использоваться следующий комплекс методов ГИС: термометрия; влагометрия; барометрия; шумометрия; расходометрия; резистивиметрия; гамма-каротаж; магнитный локатор муфт (рис. 19).

Термометрия – это метод, основанный на регистрации температуры в стволе скважины. Метод заключается в изучении естественных и искусственных тепловых полей в скважине. Опуская прибор в скважину, нагретый датчик охлаждается, контактируя с

бутовым раствором. Охлаждаться он может с разной эффективностью, что может говорить о наличии притока.

Влагометрия применяется для определения состава флюида измеряя его диэлектрическую проницаемость. Диэлектрическая проницаемость газоконденсата гораздо меньше диэлектрической проницаемости воды, то есть интервалы, насыщенные газоконденсатом будут выделяться на влагометрии отрицательной аномалией.

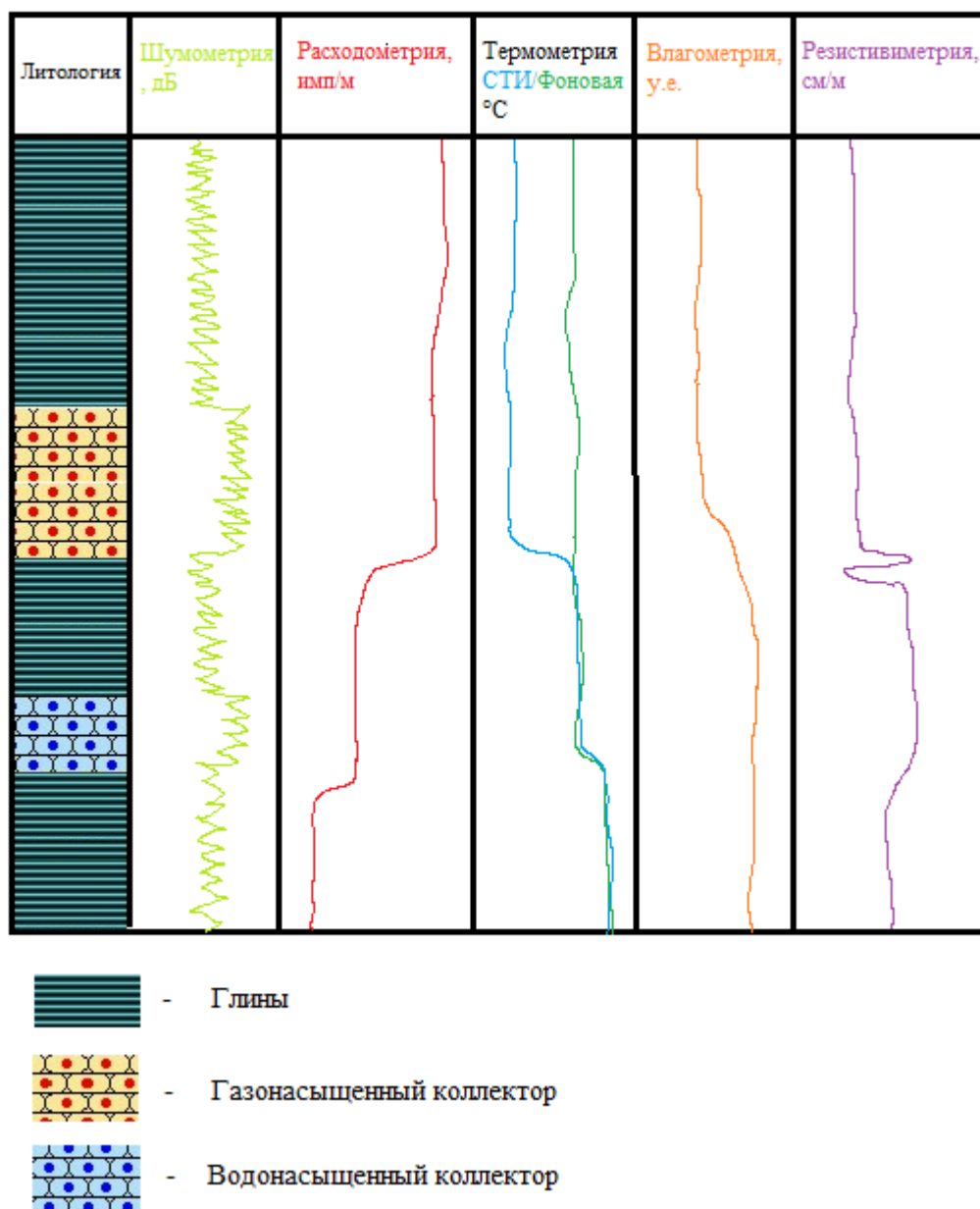


Рис.19 Физико-технологическая модель

Барометрия используется для изучения поведения давления во времени или градиента давления по стволу скважины. Метод применяют для определения значений

забойного и пластового давления определения гидростатического градиента давления, оценки плотности и состава неподвижной смеси.

Шумометрия предназначена для регистрации шумов, создаваемых потоком жидкости в зоне притока, приемистости или в заколонном пространстве. Используя зависимости скорости упругих акустических волн от среды, в которой они распространяются можно установить тип флюида, насыщающий пласт.

Механическая расходометрия позволяет устанавливать количество поглощаемой жидкости по пластам или их частям (интервалам), оценивать полноту участия пластов в заводнении

Резистивиметрия основана на измерении удельного электрического сопротивления бурового раствора или жидкости, заполняющей скважину. По кривой удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей скважину, оценивают естественную минерализацию подземных вод. Так как пластовая жидкость отличается по своим свойствам от бурового раствора, резистивиметрию удобно использовать для определения областей притока или приемистости.

Естественные радиоактивные элементы находятся в горных породах и *гамма метод* может, измерят их γ -излучения.

Интенсивность и энергетический спектр регистрируемого излучения зависит от состава, концентрации и пространственного распределения ЕРЭ, а также от плотности и эффективного атомного номера горных пород.

Магнитный локатор муфт применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам, определения муфт НКТ и воронки НКТ.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Для проведения геофизических исследований в скважинах используется геофизическая лаборатория «Геомак» (рис. 20). Лаборатория состоит из геофизического блока и компьютера. Геофизический блок предназначен для запитывания скважинных приборов и наземного оборудования, получения от них информации и передачи ее на компьютер для дальнейшей обработки



Рисунок 20. Геофизическая лаборатория «Геомак»

Для выполнения спускоподъемных операций используется геофизический подъемник типа ПКС – 3.5; ПКС – 5 (подъемник каротажный самоходный 3.5; 5 – означают, на каком автомобильном шасси смонтирован КаМАЗ или УРАЛ), блок-баланс и кабель. Подъемник предназначен для проведения геофизических работ в скважине глубиной до 4500 метров с использованием одножильного бронированного кабеля типа КГЛ–1*0,75 – 30 – 150.

Питающие и измерительные цепи лаборатории присоединяются к жилам, находящегося на лебедке, кабеля с помощью коллектора. Для спуска скважину и направления кабеля, служит блок-баланс. На нем крепится датчик глубин и датчик натяжения кабеля.

В подъемнике находится лебедка с узлами управления, коробка отбора мощности, редуктор, коллектор и панель управления для контроля спускоподъемных операций. На лебедку наматывается трехжильный геофизический кабель, который является основой канала связи между скважинным прибором и лабораторией. Передача информации от геофизического кабеля к лаборатории идет по жилам, подключенным к коллектору. Коллектор позволяет подсоединить геофизический кабель, находящийся на вращающемся барабане лебедки с неподвижными жилами, идущими в лабораторию.

Для спуска и направления прибора на геофизическом кабеле используется блокбаланс, состоящий из двух роликов (верхний; нижний или мерный). Мерный ролик служит для замера длины кабеля, спущенного в скважину. Геофизический кабель не реже одного раза в квартал промеряют на специальном устройстве с установкой магнитных меток через каждые 10 метров. Для более точного определения местонахождения прибора используется значения мерного ролика с корректировкой по магнитным меткам. К наземному оборудованию относится датчик натяжения, который фиксирует натяжение кабеля на верхнем ролике.

Все методы промыслово-геофизических исследований проводятся при помощи специальной аппаратуры. Всего будет использовано 2 прибора:

Скважинный прибор СКАТ-К9-38-50/150 (рис. 21). Данный 6-ти каналный прибор предназначен для проведения геофизических исследований в действующих скважинах нефтяных, и газоконденсатных месторождений с внутренним диаметром 50 мм и более при температуре окружающей среды от - 10 до + 150 °С и избыточном давлении до 60 МПа. Прибор опускается в скважину на одножильном бронированном геофизическом кабеле и за один спуско-подъём обеспечивает одновременное измерение температуры и давления, регистрацию муфтовых соединений, мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, определение фазового состава флюида, индикацию скорости потока газа механическим и термокондуктивным расходомерами, уровня акустического шума, а также регистрацией, с помощью дополнительного модуля, данных по резистивимитрии.

Таблица 5. Технические характеристики скважинного прибора СКАТ-К9-38-50/150

Наименование	Значения		
	СКАТ-К8-38	СКАТ-К8-42	СКАТ-К8-43Т-185
Диаметр прибора, мм	38	42	43
Верхнее значение температуры окружающей среды, С °	120; 150		185
Верхнее значение гидростатического давления, МПа	16; 25; 40; 60; 80; 100	25; 40; 60; 80; 100	80; 100
Максимальная скорость каротажа, м/ч	100		
Длина геофизического бронированного кабеля, км, не более	7		
Длина прибора с датчиком индикации скорости, мм	2262		3436
Длина прибора без датчика индикации скорости, мм	2066		3240
Масса с датчиком индикации скорости, кг, не более	14	14	15
Рабочая среда	Газ, вода, нефть		



Рисунок 21. – Схема скважинного прибора СКАТ-К9-38-50/150.

Таблица 6 Основные и служебные каналы приборов серии СКАТ-К8

Основные каналы	Служебные каналы	
Канал термометра	Канал термометра манометра (измерения температуры датчика давления)	
Канал манометра	Канал измерения тока термоанемометра	
Канал ГК	Каналы измерения напряжений питания прибора +12 В, +5 В, -5 В	
Канал ЛМ	Канал измерения напряжения	
Канал механического расходомера	Канал измерения температуры в термостате блока электронного	Для приборов СКАТ – К8 – 43Т
Канал влагомера	Канал измерения температуры в термостате блока ГК	
Канал термоанемометра		
Канал мумомера		

Прибор скважинный СКАТ-РК-42-150/100 (рис. 22). В зависимости от условий эксплуатации прибор радиоактивного каротажа выполняется в различных модификациях с различным числом каналов. Прибор предназначен для проведения геофизических исследований в скважинах газовых, нефтяных, газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа методами нейтрон-нейтронного (2ННК), нейтронного гамма каротажа (НГК), двухзондового нейтронного гамма - каротажа (2НГК), гамма-каротажа (ГК) и локация муфт (ЛМ). Информация, получаемая от прибора, используется для литологического расчленения разреза скважины, количественного определения пористости пластов, оценки естественной гамма активности горных пород и др. Функциональность прибора определяется наличием основных каналов. Прибор опускается в скважину на одножильном бронированном геофизическом кабеле. Соединение прибора с кабелем осуществляется с помощью кабельного наконечника



Рисунок 22. Вид скважинного прибора СКАТ-РК-42-150/100

В качестве источника используется закрытый плутоний-бериллиевый источник быстрых нейтронов типа ИБН8-5 (рис.22). Передача измеренных данных осуществляется по одножильному бронированному геофизическому кабелю длиной до 7 км в цифровом коде «Манчестер II» ГОСТ Р 52070 – 2003 (или MIL STD 1553 В), скорость передачи 21,3 кБод. Прибор должен эксплуатироваться с цифровыми станциями, обеспечивающими сопряжение с прибором и реализующие протокол связи с прибором.

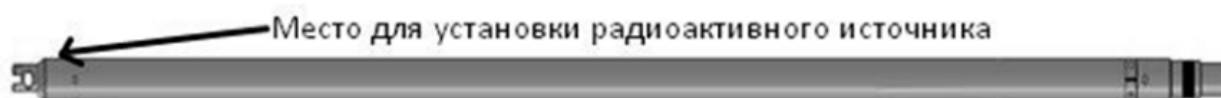


Рисунок 23. Место установки радиоактивного источника в скважинный прибор СКАТ-РК42-150/100

5.2 Интерпретация геофизических данных

Перед началом интерпретации следует привязать кривую по глубинам, используя локатор муфт и ГК

Определение профиля притока и дебита скважины осуществляется следующими методами: термометрия, механический и термокондуктивный расходомеры, влагометрия.

Сначала определяется сам профиль притока, оценивается дебит каждого интервала перфорации, насыщение флюида поступающего в скважину. Для этих целей применяется все вышеперечисленные методы. Затем определяется суммарный дебит скважины, он измеряется выше воронки НКТ, чтобы увеличить мощность потока, проходящего через турбинку механического расходомера, т.к. диаметр НКТ намного меньше диаметра эксплуатационной колонны.

Определение межпластовых перетоков осуществляется шумометрией, термометрией. Они выявляются при сравнении кривых термометрии в работающей и остановленной скважине. Во время работы скважины перетоки сложно заметить, потому что температурный градиент уравнивается при движении флюидов. Когда останавливают скважину, можно проследить интервальные перетоки жидкости за колонной, т.к. во время остановки идеальной, с технической точки зрения, скважины мы будем наблюдать только геотермический градиент, увеличивающийся с глубиной на одинаковую величину, и аномалии связанные с перфорированными участками колонны. При наличии межпластовых перетоков в этот момент, будут появляться аномальные

отклонения от геотермического градиента в зависимости от типа флюида и его направления течения.

Газовые и газоконденсатные притоки дают отрицательные аномалии на кривой термометрии, соответственно и при перетоках они будут давать отрицательные отклонения.

Для определения пластового давления используется кривая восстановления давления.

6. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН МЫЛЬДЖИНСКОГО ГКМ НА НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ ФИЛЬТРАЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ ВЛИЯНИЯ.

В настоящей статье предлагаются некоторые результаты интерпретации 20 газодинамических исследований (ГДИ) 17 скважин Мыльджинского газоконденсатного месторождения (ГКМ), проведенных с 27.12.2007 г. по 11.09.2008 г. При интерпретации исследований использован аппарат так называемой функции влияния, применение которого для обработки результатов гидродинамических исследований скважин и пластов подробно изложено в монографии [11]

6.1 Методика обработки ГДИ с использованием функции влияния

При обработке результатов ГДИ газовых скважин с использованием функции влияния может быть использовано следующее выражение для текущего давления на забое скважины:

$$p^2(t) - p^2(0) = \int_0^t \Delta q^1(\tau) f(t-\tau) d\tau + b [q^2(0) - q^2(t)] - c, \quad (1)$$

где $p(t)$ – текущее давление на забое скважины; $p(0)$ – давление на забое скважины в момент времени $t = 0$, принятый за начало отсчета; $\Delta q(t)$ – снижение текущего расхода газа в скважине по сравнению с начальным, определяемое выражением:

$$\Delta q(t) = q(0) - q(t), \quad (2)$$

$q(0)$ – расход газа в скважине в начальный момент времени; $q(t)$ – текущий расход газа в скважине; $f(t)$ – функция влияния, доказанные свойства которой [2]:

$$f(t) \geq 0, f^I(t) \geq 0, f^{II}(t) \leq 0, f^{III}(t) \geq 0, f^{IV}(t) \leq 0, \dots, \quad (3)$$

b – квадратичный коэффициент фильтрационного сопротивления в призабойной зоне пласта (ПЗП); c – некий постоянный коэффициент, учитывающий погрешность, возникающую в случаях, когда $q(0) \neq 0$ или когда на момент времени $t = 0$ пласт уже находился в возмущенном состоянии (очевидно, чтобы эта погрешность была сведена к минимуму в первом из указанных случаев необходимо, чтобы на момент времени $t = 0$ скважина достаточно продолжительное время работала с дебитом $q(0) = \text{const}$).

Выражение (1) можно рассматривать как обобщение известной двухчленной

формулы притока газа к скважине на случай нестационарной фильтрации. В момент времени $t = 0$ функция влияния равна нулю. Затем с течением времени она монотонно нарастает. В ряде случаев после определенного момента времени рост функции влияния прекращается, и она выходит на постоянное значение, соответствующее коэффициенту линейного сопротивления a в двухчленной формуле притока при стационарном режиме фильтрации (с поддержанием постоянного давления на границе области дренирования скважины).

Выражения (1) и (3) дискретизируются по времени и решаются совместно методом линейного программирования. В качестве входных используются данные, известные из исследования динамики забойного давления и дебита скважины. На выходе получают функцию влияния (значения функции в заданных точках на временном интервале, равном периоду исследования) и коэффициенты b и c .

Если построить зависимость функции влияния от логарифма времени и на данном графике выделить какой-либо прямолинейный участок (непараллельный оси логарифма времени), то тангенс угла наклона этого участка ($\operatorname{tg} \alpha$) к оси логарифма времени будет характеризовать параметр проводимости ПЗП (всей зоны в целом или какой-либо ее части, если прямолинейных участков можно выделить несколько):

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{p_{AT} \cdot z \cdot T_{ПЛ}}{2\pi \cdot \operatorname{tg} \alpha \cdot T_{СТ}}, \quad (4)$$

где kh/μ – параметр проводимости ПЗП; p_{AT} – атмосферное давление; z – коэффициент сверхсжимаемости газа для условий ПЗП; $T_{ПЛ}$ – температура в ПЗП; $T_{СТ}$ – стандартная температура.

Обработка исследований скважин Мыльджинского ГКМ осуществлялась с использованием программного комплекса *Influx* [13], применяемого в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» для этих целей.

6.2 Использование билогарифмической кривой для диагностики состояния ПЗП исследованных скважин

В настоящее время для диагностики состояния ПЗП повсеместно используют кривую производной падения давления на забое скважины по логарифму времени, построенную в двух логарифмических осях (производной и времени). Широкое признание этот метод получил после опубликования работы [14].

Для построения этой диагностической кривой используют данные трех видов ГДИ: 1) кривой восстановления давления (КВД); 2) кривой стабилизации давления при постоянном дебите скважины; 3) ГДИ с произвольным изменением дебита и забойного давления.

В последнем случае перед построением диагностической кривой необходимо выполнить деконволюцию (обратное преобразование свертки), в ходе которой перейти от произвольного изменения давления и дебита к изменению давления при постоянном дебите. К настоящему времени предложено несколько алгоритмов деконволюции, один из них описан в работе [15].

В то же время описанная выше методика обработки ГДИ с использованием функции влияния, по сути, также является алгоритмом деконволюции. Саму функцию влияния можно рассматривать как динамику падения давления на забое (квадрата давления – для газовых скважин) при единичном (а следовательно, постоянном) дебите скважины. Таким образом, можно построить описанную выше диагностическую кривую, используя вместо динамики давления функцию влияния. Программный комплекс *Infl ux* весьма удобен для этой цели, поскольку позволяет получать пользователю значения функции по интервалам времени, меняющимся согласно логарифмическому закону.

В настоящее время при помощи кривой производной падения давления по логарифму времени диагностируется весьма широкий спектр возможного строения ПЗП – формы границ области дренирования, наличие разломов, трещин, каналов, двойной среды и т.п. Автор настоящей статьи в своей диагностике ограничился лишь самыми общими соображениями. На это есть две причины. Во-первых, как будет показано далее, при обработке результатов ГДИ используются весьма приблизительные данные по динамике дебитов скважин, что, безусловно, оказывает непосредственное влияние на точность получаемой функции влияния. Во-вторых, результаты самого алгоритма получения функции влияния, как показывает опыт применения его к численным моделям, испытывают некоторую зависимость от конкретного режима исследования скважины, что также вносит определенную погрешность. Поскольку диагностическая кривая весьма чувствительна, то любая погрешность в определении функции влияния может привести к искажениям, которые будут затруднять диагностику малоразличимых строений ПЗП.

Наиболее общие соображения относительно вида диагностической кривой состоят в следующем. Горизонтальные участки кривой соответствуют областям ПЗП, в которых реализуется радиальная фильтрация. При этом значение кривой на горизонтальном участке связано с параметром проводимости kh/μ обратно пропорциональной

зависимостью: чем выше горизонтальный участок, тем ниже проводимость, и наоборот. Очень удобно использовать выявленные при помощи диагностической кривой границы горизонтальных участков (найденные из обработки ГДИ точки функции влияния) для оценки параметров проводимости соответствующих областей ПЗП по формуле (4).

Соответственно рост диагностической кривой может быть обусловлен распространением фильтрации на область ПЗП с более низкой проводимостью, падение – на область ПЗП с более высокой проводимостью. Однако такое поведение диагностической кривой может свидетельствовать и о влиянии границ зоны дренирования скважины. В первом случае речь идет о непроницаемой границе, во втором – о границе с поддержанием давления. Тогда функция влияния, как указано выше, выходит на постоянное значение, а диагностическая кривая убывает по вертикальной асимптоте.

Следует отметить, что стационарный режим (с поддержанием давления на границе области дренирования) может быть фактически реализован лишь на объектах, где одновременно с добычей осуществляется и закачка флюида, и добывающая скважина окружена нагнетательными. При разработке залежи в режиме истощения, как на Мыльджинском ГКМ, получение по результатам ГДИ функции влияния и диагностической кривой, указывающих на наличие границы с поддержанием давления, является, безусловно, лишь следствием погрешности в определении конечного участка функции влияния. Для высокопроницаемой и обширной области дренирования такая погрешность свидетельствует о том, что работа скважины может быть достаточно точно описана стационарной формулой. В противном случае – это следствие недостаточного времени исследования скважины: влияние истинной границы еще не успело отразиться на динамике забойного давления, а псевдостационарное поведение функции влияния и диагностической кривой является следствием достижения области улучшенной проводимости.

6.3 Данные ГДИ

В качестве данных ГДИ для обработки использовались массивы значений динамики забойного давления, регистрируемого при помощи глубинного электронного манометра. К сожалению, одновременной (синхронной с давлением) регистрации дебита скважин не производилось. Поэтому динамику дебита приходилось задавать, опираясь на другие источники.

В наиболее простом случае, когда удавалось найти соответствие по датам

исследования и забойным давлениям на режимах, дебиты на режимах брали из карточек ГДИС.

В ряде случаев был известен дебит скважины только на одном режиме – перед снятием КВД. Тогда для остальных режимов исследования дебиты принимались в соответствии с продуктивностью скважины на режиме с известным дебитом. Таким же образом поступали и на переходных участках от режима к режиму, когда по характеру пластового давления было очевидно, что дебит отличен от нуля

После обработки данных ГДИ и нахождения функции влияния и коэффициентов b и c производилось сопоставление динамики забойного давления, рассчитанной с использованием этих параметров, с динамикой фактического забойного давления. Степень соответствия расчетного давления фактическому помимо прочего свидетельствовала о качестве использованной входной информации и, прежде всего, заданной динамики дебита скважины. Поэтому в одном случае, когда указанное соответствие после задания динамики дебита описанными выше способами было особенно плохим, динамика дебита была скорректирована методом подбора до получения существенно лучшего соответствия расчетного давления фактическому (скв. 145).

Следует отметить, что в семи исследованиях (скв. 122, 133, 137, 141, 145, 208 и 216), для которых был известен изначально только дебит на режиме перед снятием КВД, этот дебит оказался одинаковым – 93,5 тыс. м³ /сут. Очевидно, это обстоятельство трудно объяснить чем-то иным кроме какой-либо ошибки.

С другой стороны, в ходе обработки данных ГДИ было замечено, что если подобрана динамика дебита, обеспечивающая хорошее соответствие расчетного забойного давления фактическому, то задаваемый массив дебитов может быть умножен на произвольный коэффициент d , значение которого варьируется в достаточно широком диапазоне. Таким образом, при обработке ГДИ с измененным дебитом качество воспроизведения забойного давления не изменится, функция влияния увеличится во всех точках в d раз, коэффициент b – в d^2 раз, коэффициент c останется неизменным. Это свидетельствует о том, что нелинейности фильтрации флюида в ПЗП исследованных скважин несущественны.

6.4 Результаты интерпретации ГДИ

Результаты интерпретации ГДИ скважин Мыльдзинского ГКМ сведены в таблицу. При этом в качестве коэффициента линейного сопротивления a принималось

стабилизированное значение функции влияния или ее значение в конечной точке, если стабилизация функции влияния не была достигнута.

Для участков, выбираемых при помощи диагностической кривой, параметр проводимости kh/μ оценивался по формуле (4). Если таких участков было больше одного, то в таблицу заносилось наибольшее значение параметра. В ряде случаев, когда на диагностической кривой в силу ее флуктуаций было трудно четко выделить горизонтальный участок, параметр проводимости определялся по «средним» точкам условно горизонтального интервала, находящимся примерно на одинаковой высоте от оси логарифма времени

На рис. 24–26 показана обработка результатов исследований на примере скв. 205 (приведены, соответственно, сопоставление фактического давления на забое скважины с расчетным, функция влияния и диагностическая кривая).

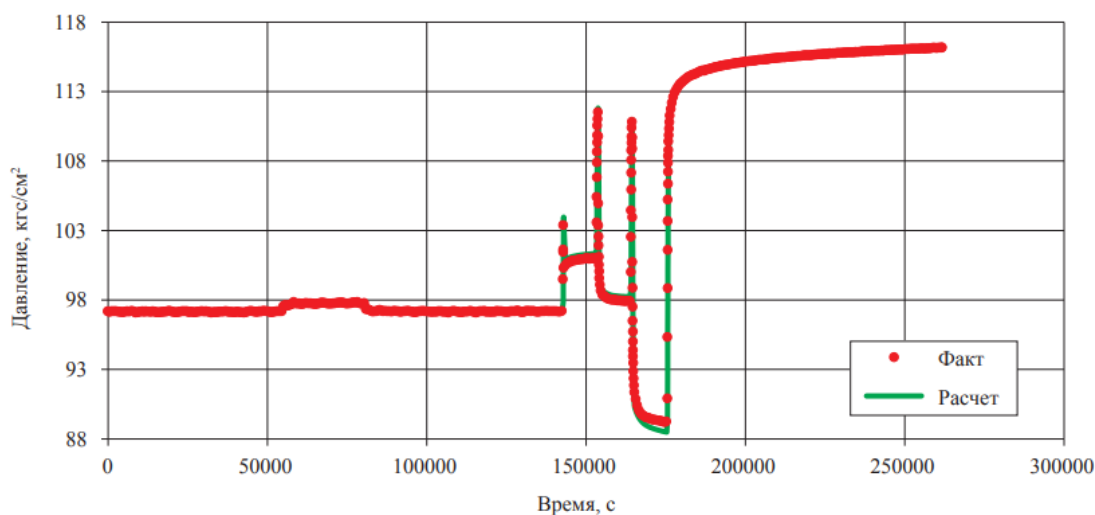


Рис. 24. Сопоставление динамики расчетного забойного давления с фактическим в процессе ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г

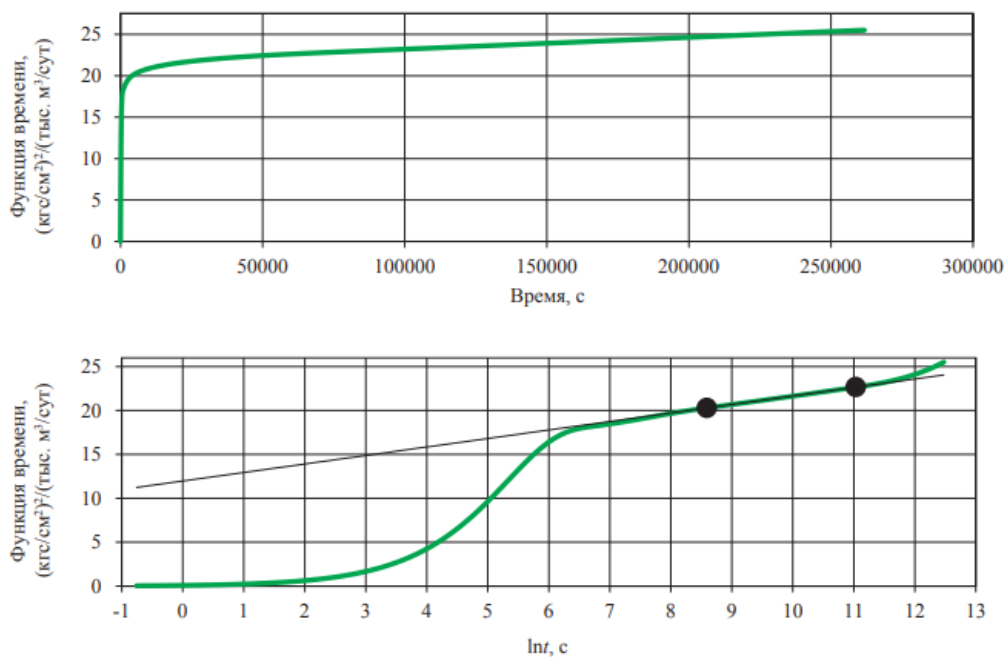


Рис. 25. Функция влияния по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г

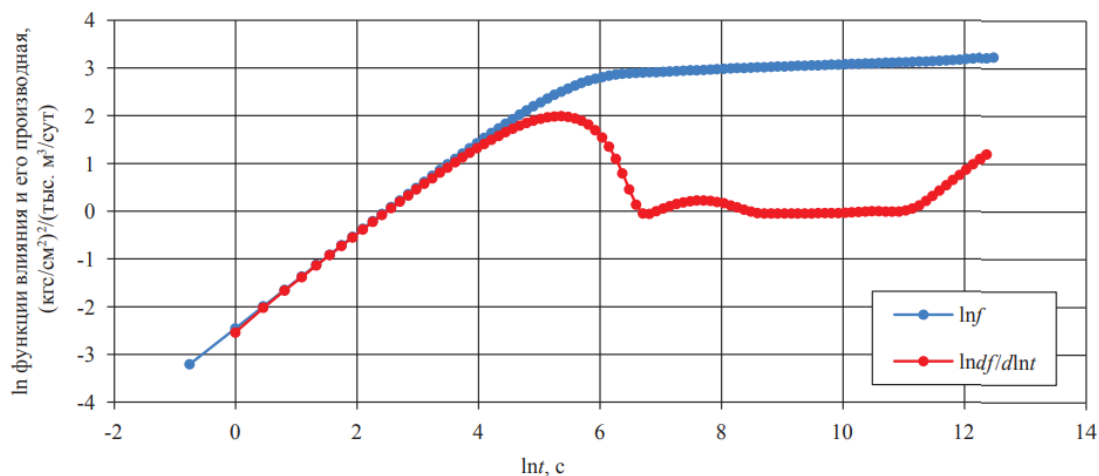


Рис. 26. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 210 в период 16.06 – 20.06.2008 г.

Диагностическая кривая данного исследования (рис. 26) имеет «классический» вид с ярко выраженным идеально горизонтальным участком, по которому было определено значение проводимости, представленное в таблице. Перед ним можно выделить менее выраженный участок, соответствующий меньшей проводимости – 1567,1 Дарси · см / сП. Конечный участок диагностической кривой свидетельствует о проявлении непроницаемой границы области дренирования или о существенном снижении проводимости на ее периферии.

Результаты исследований ряда других скважин можно также интерпретировать как свидетельствующие о наличии в окрестности забоя зон с различной проницаемостью (скв. 122, 141, 145, 205, 216). Наиболее наглядно это выражено в результатах исследования скв. 145, так как оно было единственным, для которого, как уже указывалось, была тщательным образом подобрана динамика дебита, чтобы улучшить воспроизведение забойного давления, поскольку более простые способы задания дебита не давали в этом плане хорошего результата. В процессе подбора дебита сумма квадратов отклонений расчетного забойного давления от фактического была снижена в 9 раз.

Также после подбора дебита изменились и параметры скважины, в наибольшей степени коэффициент b – он увеличился 2,35 раза. Но вид диагностической кривой, представленной на рис. 27, при этом поменялся мало. Это, с одной стороны, свидетельствует о важности точного и непрерывного измерения дебита в процессе исследований, а с другой – о возможности делать некоторые диагностические выводы даже при отсутствии такой точности.

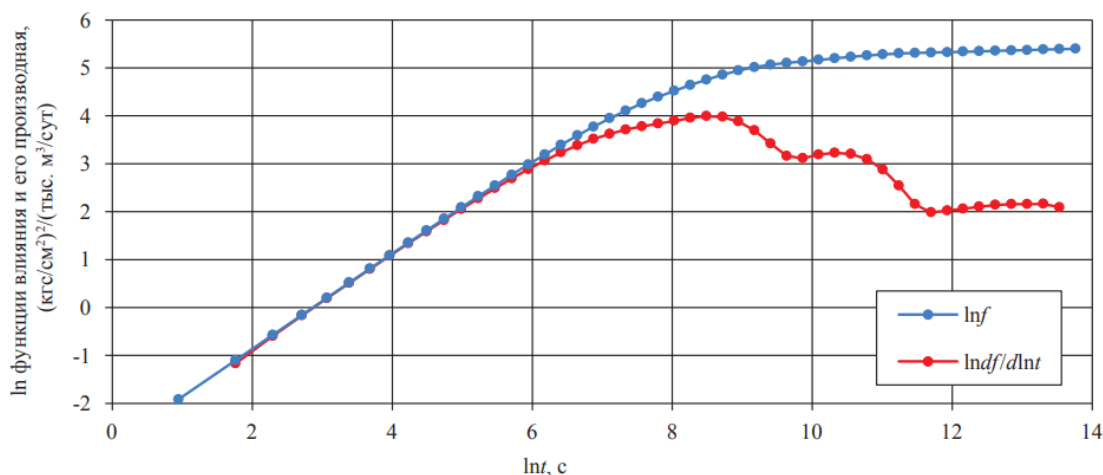


Рис. 27. Логарифм функции влияния и его производная по логарифму времени (диагностическая кривая) по результатам ГДИ скв. 145 в период 29.08 – 09.09.2008 г

На диагностической кривой рис. 26 можно выделить два практически горизонтальных участка. Это свидетельствует о том, что вблизи скважины находится зона ухудшенной проводимости ($77,5$ Дарси \cdot см / сП), а дальше – зона более высокой проводимости (ее значение приведено в таблице). Проводимость даже этой улучшенной зоны весьма низкая, но, вероятно, такой результат обусловлен ошибкой в задании дебита перед снятием КВД.

Соответствующие выводы по структуре призабойной зоны на основании вида

диагностической кривой были сделаны и в отношении остальных исследованных скважин. Таким образом, проведенные работы по интерпретации результатов ГДИ скважин Мыльджинского ГКМ с использованием функции влияния позволяют утверждать следующее:

1) полученное в ряде случаев высокое качество воспроизведения динамики забойного давления свидетельствует о возможности применения этой методики для получения параметров скважин, которые в дальнейшем могут быть использованы для прогноза добычи на месторождении. Те случаи, когда качество воспроизведения забойного давления не высоко, вероятнее всего обусловлены погрешностями в задании динамики дебита скважин;

2) перестройка получаемой в результате интерпретации функции влияния в билогарифмическую диагностическую кривую позволяет получить представление о структуре призабойной зоны исследованной скважины. Поскольку диагностическая кривая очень чувствительна к погрешности исходных данных, это представление следует рассматривать как предполагаемое и, желательно, подтвердить другими средствами, например имеющимися данными о геологическом строении залежи и численным гидродинамическим моделированием;

3) для повышения качества обработки данных ГДИ и более тонкой их интерпретации при исследовании скважин наряду с замером забойного давления необходимо обеспечивать синхронный замер дебита скважин.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Шарапов Амир Тимурович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, финансовых и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ПОСН 81-2-49 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Обеспечение системы налогообложения, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев, НДС 20%</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Оценка стоимости геофизических работ</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</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 ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Шарапов Амир Тимурович		

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ

7.1 Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса ГИС для определения притока на Мыльджинском месторождении.

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 объемы проектируемых работ по проекту определяются комплексом ГИС.

7.2 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту

Для определения стоимости выполнения геофизических работ нужно определить продолжительность каждого вида работ. Составить стратегию по оптимизации продолжительности процесса, – какие работы можно проводить в дневное время, не нагружая общий процесс.

Финансовые затраты на проведение проектных работ будут зависеть от видов работ и их объемов, геолого-географических условий, материально-технической базы предприятия, квалификации работников и уровня организации работ.

Забой на проектной скважине находится на отметке 2500 м. В качестве нормативного документа был использован справочник “Производственноотраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81- 2-49).

Весь проектируемый комплекс указан в таблице 8: термометрия; термоанемометрия; влагометрия; манометрия; шумометрия; расходометрия; резистивиметрия; гамма-каротаж; магнитный локатор муфт.

Таблица 8 Комплекс планируемых работ для скважины Мыльджинской №1

Вид работ	Масштаб съемки	Интервал исследования
Термометрия	1:200	0-2500
Влагометрия		
Шумометрия		
Расходометрия		
Резистивиметрия		
Гамма-каротаж		
Магнитный локатор муфт		

Стоимость интерпретации равна 50% от стоимости каротажных работ.

Вертолет обеспечивает проезд до места работы. Тех дежурство - 12 ч.

7.3 Расчет затрат времени

В таблице 9 указаны, сколько времени забирает каждый вид геофизических работ.

Таблица 9. Расчеты времени проводимых работ

Вид исследований	Объем		Номера времени в плотных породах по ПОСН 81-2-49 [17]	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел- час
	Ед. изм.	Кол- во			
Термометрия	м	2500	34,3	мин/100 м	857,5
Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	68	мин/опер	68
Влагометрия	м	2500	43,2	мин/100 м	1080
Вспомогательные работы при влагометрии	опер.	1	68	мин/опер	68
Шумометрия	м	2500	30	мин/100 м	750
Вспомогательные работы при шумометрии	опер.	1	38	мин/опер	38
Расходометрия	м	2500	59	мин/100 м	1475
Вспомогательные работы при расходометрии	опер.	1	68	мин/опер	68
Резистивиметрия	м	2500	30	мин/100 м	750
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	39	мин/опер	39
ГК	м	2500	60	мин/100 м	1500
Вспомогательные работы при ГК	опер.	1	87,5	мин/опер	87,5
Магнитный локатор муфт	м	2500	1,1	мин/100 м	27,5

Вспомогательные работы с Магнитным муфтом	опер.	1	3,6	мин/опер	3,6
Проезд к месту выполнения работ	км	110	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	209
Тех. дежурство	парт-час	12	60	мин/парт-час	720
На запись диаграммы					7297,5
Итого (мин)					8666,6

7.3.1 Расчет затрат труда

Расчет затрат за труд при проведении геофизических работ приведен в таблице 10

Таблица 10. Затраты на проведения работ

Вид исследований	Объем		Затраты труда					
			Рабочие			ИТР		
			Номера времени по ПОСН 81-2- 49 [40]	Ед. изм.	Итого времени и на объем, чел-час	Номера времени по ПОСН 81-2- 49 [40]	Ед. изм	Итого времени на объем, чел-час
Ед. изм	Кол-во							
Термометрия	м	2500	2,06	чел-час/100м	51,5	1,36	чел-час/100м	34
Вспомогательные работы при термометрии	опер.	1	1,37	чел-час	1,37	2,72	чел-час	2,72
Влагометрия	м	2500	0,39	чел-час/100м	9,75	0,26	чел-час/100м	6,5
Вспомогательные работы при влагометрии	опер.	1	4,09	чел-час	4,09	2,72	чел-час	2,72
Шумометрия	м	2500	0,36	чел-час/100м	9	0,24	чел-час/100м	6
Вспомогательные работы при шумометрии	опер.	1	2,28	чел-час	2,28	1,52	чел-час	1,52
Расходометрия	м	2500	3,54	чел-час/100м	88,5	2,36	чел-час/100м	59
Вспомогательные работы при расходометрии	опер.	1	2,94	чел-час	2,94	0,3	чел-час	0,3
Резистивиметрия	м	2500	0,36	чел-час/100м	9	0,24	чел-час/100м	6
Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер.	1	0,45	чел-час	0,45	0,3	чел-час	0,3
ГК	м	2500	3,9	чел-час/100м	97,5	0,41	чел-час/100м	10,25
Вспомогательные работы при ГК	опер.	1	3,45	чел-час	3,45	3,5	чел-час	3,5
Магнитный	м	2500	1,94	чел-час/	48,5	1,3	чел-час/	32,5

локатор муфт				100м			100м	
Вспомогательные работы с Магнитным локатором муфтом	опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
Проезд к месту выполнения работ	км	110	0,114	чел-час/км	9,12	0,08	чел-час/км	6,4
Тех. дежурство	парт-час	12	3,6	чел-час/парт-час	43,2	2,4	чел-час/парт-час	28,8
Итого					437,6	Итого		239,95

7.3.2 Расчет затрат средств при выполнении интерпретационных проектных работ.

Оборудование для проведения проектных работ приведено в таблице 11.

Таблица 11. Оборудование для проведения работ

Оборудование	Ед. изм.	Количество
Каротажная станция «КЕДР – 02»	шт	1
Ноутбук	шт	1
ЭК	шт	1
СКАТ-К9-38-50/150	шт	1
СКАТ-РК-42-150/100	шт	1

Материалы необходимые для интерпретации приведены в таблице 12.

Таблица 12. Материалы необходимые для выполнения работ

Материалы	Ед. изм.	Количество
ПК	шт	1
Плотер	шт	1
Принтер	шт	1
Бумага для принтера	пч.	1
Бумага для плотера	рул.	1
Папка для документов	шт	1
Ручка шариковая	шт	2
Карандаш простой	шт	2
Корректор	шт	1
Скрепки	пч.	1
Степлер	шт	1
Скобы для степлера	пч.	2

7.3.3 Смета

Заказчики предоставляют все нужные финансы для предстоящих работ по проекту. Авансовое финансирование является характерной особенностью геолого-разведочных работ. Будущие исполнители вычисляют смету самостоятельно для проектируемых работ. С помощью узаконенных инструкций, справочников и других материалов определяются будущие сетные затраты. Эти материалы должны иметь денежную силу закона. Экономика предприятия зависит от полноты включенных затрат.

7.4 Расчет суммы расходов по комплексу работ

Суммарные расчеты по видам работ, выполняемые геофизической партией приведен в таблице 13 [25].

Таблица 13. Смета по видам работ

Вид работ	Объем, м	Стоимость каротажа	Стоимость объема работ, руб/100 м	Повышающий коэффициент		Итоговая стоимость, руб
				Кудор.	Кнорм. усл.	
1	2	3	4	5	6	7
Термометрия	2500	220,6	5650	4,4	1,12	27843,2
Вспомогательные работы при термометрии	1	240,87	240,87	4,4	1,12	1187,01
Влагометрия	2500	220,6	5650	4,4	1,12	27843,2
Вспомогательные работы при влагометрии	1	240,83	240,83	4,4	1,12	1186,81
Шумометрия	2500	270,53	6882,5	4,4	1,12	33917
Вспомогательные работы при шумометрии	1	295,4	295,4	4,4	1,12	1455,73
Расходометрия	2500	170,97	4274,25	4,4	1,12	21063,5
Вспомогательные работы при расходометрии	1	351,46	351,46	4,4	1,12	1731,99
Резистивиметрия	2500	240,83	6207,5	4,4	1,12	30590,6
Вспомогательные работы при резистивиметрии	1	240,87	240,87	4,4	1,12	1187,01
ГК	2500	72,14	1803,5	4,4	1,12	8887,65
Вспомогательные работы при ГК	1	293,9	293,9	4,4	1,12	1448,34
Магнитный локатор муфт	2500	22,97	574,25	4,4	1,12	2829,9
Вспомогательные работы с Магнитным локатором муфтом	1	247,19	247,19	4,4	1,12	1218,15
Проезд до места работ	480	15,49	74,352	4,4	1,12	366,411
Тех. дежурство	12	257,7	3092,4	4,4	1,12	15239,35
Итого						207026,1

Общие затраты на проведение ГИС составили 207026,1 руб.

7.5 Расчет сметной стоимости камеральных работ

После проведения геофизических исследований в скважине данные отправляются в КИП, где производится комплексная интерпретация. Расчет сметной стоимости камеральных работ приведен в таблице 14.

Таблица 14. Сметная стоимость камеральных работ

Вид работ	Норма времени, мин/100 м	Общее время, ч	Норма затрат труда, чел-ч/100 м	Общие затраты труда, чел-ч	Заработная плата, руб./100 м	Общая заработная плата, руб
КИГГИ (ИТР)	31,26	864,4	168,8	4665,5	928,64	25447

34% затрат от общей заработной платы уходит на материалы, 4,4 % на износ инструмента, общая сумма равна 9 909 руб.

15% от заработной платы ИТР уходит на цеховые работы и равны 3900 руб.

Итого, сумма затрат на интерпретацию равна 38961 руб.

7.6 Общая сметная стоимость по проекту

Общая сметная стоимость по проекту приведена в таблице 15.

Таблица 15. Общая сметная стоимость по проекту

Работы/затраты	Стоимость, руб
Итого работы в скважине	207026
КИГГИ	38961
ИТОГО основных расходов	245987
Накладные расходы (20%)	49197,4
ИТОГО	295184,4
Плановые расходы (20%)	59036,88
Резерв на непредвиденные расходы (3%)	8855,53
В целом по расчету	363076,81
НДС (20%)	72615,36
ВСЕГО по объекту	435692,17

Стоимость работ по объекту составила = 435692,17 руб.

В ходе написания раздела финансовый менеджмент были произведены расчеты затрат времени и труда на выполнение проектных работ, расчет затрат средств на

выполнение интерпретационных работ, составлены сметы по скважинным и камеральным работам и сформирована общая сметная стоимость по проекту.

В разделах был предложен комплекс геофизических методов, который решает поставленные задачи исследования, но и уменьшает количество издержек на геофизические работы.

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Шарапов Амир Тимурович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин для построения профиля притока на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является комплекс геофизических исследований для построения профиля притока. Область применения: выбранный комплекс геофизических исследований может быть рекомендован при построении профиля притока на месторождениях нефти и газа.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> – Неудовлетворительный микроклимат; – Повышенный уровень шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Поражение электрическим током – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования – выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – решение по обеспечению экологической безопасности.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ 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. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Шарапов Амир Тимурович		

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – это связь между работником и работодателем, которая создает определённые правила и обязанности для обеих сторон и вносит ответственность за нарушение их.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные нормы трудового законодательства

Вахтовый способ это основной тип графика работы. Повышенная ставка оплаты труда предусмотрена для работников в связи с тяжелой работой и работой с вредными и опасными условиями труда. (Статья 147 ТК РФ).

Расходы по проезду, расходы по найму жилого помещения, дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) – это все возмещается работникам в полевых условиях. (статья 168.1 ТК РФ) Из трудового договора можно узнать порядок и размеры возмещения этих расходов.

СИЗ выдается бесплатно для работников прошедшие специальную верификацию и работающие с вредными и опасными условиями труда. (Статья 221 ТК РФ).

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней и лечения в санаториях относящиеся к компании.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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. При помощи акта подтверждается подготовленность работ, который действует в соответствии с техническими инструкциями таких работ

Когда размещается оборудование ГИС на искусственных платформах оно должно согласовываться со схемами утвержденными заказчиком.

Используя стандарты ПЭУ, ПТЭ, ПТБ электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ. Удобство устья и извлечения прибора из скважины – вот что должно быть достигнуто при обустройстве устья скважины.

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.

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.

8.2. 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 16 приведены основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы.

Таблица 16 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 [20])		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 3. Пожаровзрывоопасность	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Превышение уровней шума	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [28] ГОСТ 12.1.030-81 [24] ГОСТ 12.1.038-82 [25] ГОСТ 12.1.003-2014 [23] ГОСТ 12.2.003-91 [34] ГОСТ 12.2.062-81 [26] ГОСТ 12.4.125-83 [27]
Камеральный	Интерпретация обработки 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 [28] ГОСТ 12.1.030-81 [24] ГОСТ 12.1.038-82 [25] СП.60.13330.2012 [38] ПУЭ [35] СП.52.13330.2011 [41]

8.2.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредные производственные факторы — факторы среды и трудового процесса, воздействие которых на работающего при определенных условиях (интенсивность, длительность и др.) может вызвать профессиональное заболевание, другое нарушение состояния здоровья, временное или стойкое снижение работоспособности, привести к повреждению здоровья потомства

Полевой этап

Неудовлетворительные метеорологические условия

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

Метеоусловия влияют на организм человека по-разному. Благоприятные параметры среды не оказывают негативное влияние на человека и сохраняют нормальную дееспособность. Неблагоприятные параметры могут повлиять на работоспособность, изменить частоту дыхания, пульса, температуры тела.

Работа геофизика часто бывает на открытом воздухе, в неблагоприятных погодных условиях, зимой при очень низких температурах (-20, -30) и летом при очень высоких (30-40)

Сходя из этого, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, приносят дополнительные проблемы 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. Теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, утепленная шапка- это все используется в качестве СИЗ во время неблагоприятных условий в зимнее время года.

Превышение уровня шума на рабочем месте.

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

Шумом это совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является причиной снижения слуховой чувствительности, нарушения ритма дыхания, деятельности сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [32] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [33]. Присутствуют два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА. При выборе метода нормирования в первую очередь смотрят на зависимость от временных характеристик шума. По этим характеристикам они делятся 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. 18. представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

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; виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов; звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; - использование СИЗ;

Камеральные работы

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение – это основные показатели микроклимата. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 .

Микроклимат влияет как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях на эту технику больше всего влияют источники теплоты. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 17 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

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

В таблице 17 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Используются кондиционеры и обогреватели, чтобы соответствовать вышеперечисленным параметрам. 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. Влажная уборка обязательна для помещений с ПЭВМ и ВДТ.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

ГОСТ СП.52.13330.2016 используется для определения естественного искусственного освещения помещений, где производятся камеральные работы. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Усталость глаз это первый симптом из-за недостаточной освещенности, что приводит к уменьшению продуктивности и ухудшению внимания, что может стать причиной несчастного случая.

Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами можно применять систему 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. Чистку стекол, рам, светильников нужно проводить два раза в год. Также проводить замену испорченных ламп.

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.

Аварийное освещение используется на случай внезапного отключения рабочего освещения.

8.2.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасный производственный фактор – фактор способный стать причиной острого заболевания, сильного ухудшения здоровья или летального исхода.. ГОСТ 12.0.003-74.

Полевой этап

Электрический ток.

Основные элементы каротажного оборудования, которые могут стать причиной электрического поражения это токонесущие элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов. Из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, работа без проверки правильности отключения,

отсутствии заземления создается опасность, которая может привести к плачевным результатам.

Существует три воздействия тока на человека. Это термическое, электрическое и 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 [24], ГОСТ 12.1.019-79 [40], ГОСТ 12.1.038-82 [25]).

Хорошее заземление геофизической станции способствует избежание персоналу поражение электрическим током. Соединительные провода не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение поражением тока 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.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Геофизическое оборудование (приборы для ГИС, каротажная машина и станция, геофизический кабель) и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [39], ГОСТ 12.4.125-83 [40], ГОСТ 12.2.003-91 [34]).

Только лица которые имеет нужную компетенцию и документы подтверждающие ее имеет право пользоваться геофизической аппаратурой. Начальник партии выбирает лиц, ответственных за за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования. Чистка и исправность обязательна для оборудования, аппаратуры и инструментов. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами. Защитные чехлы и сумки должны использоваться для инструментов с режущими кромками и лезвиями.

Камеральный этап

Электрический ток

Монитор и системный блок это то оборудование, которое питается от сети переменного тока.

Инженер - интерпретатор имеет возможность получить удар током, если произойдет прикосновение с открытой токоидущей частью, которая находится под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 .

Причины поражения током это 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 улучшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [24], ГОСТ 12.1.019-79 [33], ГОСТ 12.1.03882 [35]).

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.

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.

Помещение, где расположены компьютеры, относится к категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ [44], лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности. Основаниями для их отнесения к данной категории являются: влажность воздуха не превышает 75%; отсутствие токопроводящих полов; отсутствие токопроводящей пыли; температура воздуха не превышает 35 °С; Основными мерами по обеспечению безопасности, прежде всего, являются: организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования помещения; обеспечение недоступности токоведущих частей при работе; регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током; установка защитных ограждений (временных и стационарных); защитное заземление и защитное отключение.

Данные меры регламентируются следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.030-81 [36], ГОСТ 12.1.019-79 [44] и ГОСТ 12.1.038-82 [37].

8.3. Экологическая безопасность

При проведении геофизических работ основными получателями вреда являются гидросфера (подземные воды, реки, озера и другие поверхностные водоёмы), атмосфера, почва. Что бы в будущем устранить экологические проблемы во время разработки месторождения придумать правовую систему, которая будет предохранять от всевозможных экологических нарушений на всех этапах проектирования.

Поверхностные воды. Технологические и хозяйственно-бытовые отходы это основные виды отходов, которые загрязняют поверхностные воды. Два основных происхождения загрязнения поверхностных вод это технологическое и хозяйственно-бытовое. Схождение дождевых и талых вод. Минеральные частицы бурового шлама, ГСМ от пролива нефтепродуктов, продукты распада взрывчатых веществ и хозяйственных

стоков, продукты поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя – это все может загрязнять через дожди и талые воды. Чтобы предотвратить от всевозможных загрязнителей поверхностные водоёмы устанавливают временные площадки.

Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительное сообщество.

При разработке месторождения проводилась расчистка для строительства, прокладка дорог, создание выгребных ям и временных хранилищ ГСМ. Это все нарушало почвенно-растительный слой. Чтобы решить эту проблему, производилась рекультивация. Также, при перевозках использовались уже готовые просеки и проезды, чтобы минимизировать ущерб наносимый почве.

Геологическая среда. Во время геофизических исследований скважин происходит нарушении геологической среды. Глубина скважин была 28-200 м. Так как все скважины находились в пределах пород многолетнемерзлых, то загрязнение подземных вод не происходило. 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

Каротажная станция будет выделять выхлопные газы, в состав которых входят 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.), что и будет являться источником загрязнения атмосферы.

По ГН 2.2.5.1313-03 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

Чтобы устранить количество выбросов сверхнормы можно использовать исправные установки с ежемесячным контролем над выбросом загрязняющих веществ. Также, хорошей идеей будет проверка и ремонт сальников лубрикатора, для минимизации выбросов углеводородов.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате происхождения источника чрезвычайной ситуации на объекте, определенной местности или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, создаётся угроза их жизни и здоровью, наносится вред имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде. 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.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера.

При внезапном выбросе углеводородов наружу может случиться пожар, который кардинально ухудшает ситуацию.

Порядок действий подготовительных работ:.

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.

Ответственный за проведение подготовительных работ является начальник партии.

Буровой мастер, электрик, заказчик подписывают акт на проведения ГИС. Также этот акт подписывает работник противодонной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противодонной и пожарной службы.

Эвакуация геофизического оборудования происходит под руководством начальника партии. Кабель нужно перерубить, если прибор в скважине зажат превентором. Скважина должна быть обесточена.

Пожарная безопасность.

По нормативному документу ГОСТ 12.1.004-91 основными причинами пожаров являются

- неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования
- 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 процесс

Начальник партии несет ответственность за соблюдение пожарной безопасности. Все работники проходят инструктажи по пожарной безопасности, после которой происходит оценка полученного материала у работников.

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).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

В ходе выполнения дипломной работы были проанализированы результаты прошлых лет. Исходя из результатов, получилось построить физико-технологическую модель, и был предложен комплекс геофизических исследований для определения профиля притока. Была рассмотрена аппаратура, которая может применяться для решения промысловых задач, а также способы интерпретации полученной информации.

В специальной части был рассмотрен комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение» частично рассчитана проектно-сметная стоимость работ, которая составила 435692,17 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» было проведено исследование вредных и опасных факторов, при воздействии которых может быть вызвано ухудшение здоровья, рассмотрены вероятные чрезвычайные ситуации, а также предложены события по снижению влияния вредных и опасных факторов на организм человека и на окружающую среду в целом.

Список литературы

1. Физическая карта Томской области [Электронный ресурс] - <https://dic.academic.ru/pictures/bse/jpg/0265546126.jpg> (дата обращения 25.05.2021).
2. В.Г. Драцов, И.В.Чурикова, Л.Д.Колотущенко, Пересчет балансовых и извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти Мыльджинского месторождения по состоянию на 01.01.2003 г., Том 1, Книга 1 – Текст, ОАО “Томскгазпром”
3. Департамент по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу (ЦЕНТРСИБНЕДРА). Отдел геологии и лицензирования по Томской области (ТомскНедра). Карта размещения геологоразведочных работ на территории Томской области к программе 2014-2020 гг. (углеводородное сырье). Масштаб 1 : 1 000 000.
4. Конторович А.Э. , Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработки концепции геолого-разведочных работ в зоне деятельности ОАО «Томскнефть» В Томской области/ Новосибирск 2001. -369 с.
5. Берлин Г.И. Комплексная интерпретация данных 2Д сейсморазведки (с учетом данных бурения) на Южно-Мыльджинском лицензионном участке, ОАО «ТОМСКНЕФТЕГАЗГЕОЛОГИЯ», 2002 г.
6. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры ЗападноСибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149 с.
7. Конторович В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
8. Конторович А.Э., Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю. Опыт моделирования мезозойско-кайнозойской тектонической и нефтяной истории на территории ЗападноСибирской 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
9. В.В. Вараскин, Оперативный пересчет запасов газа и конденсата по пластам Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ 1 тектонического блока Мыльджинского газоконденсатного месторождения, ООО "Томскгазпром", 2005
10. В.Г. Драцов, И.В.Чурикова, Л.Д.Колотущенко, Пересчет балансовых и извлекаемых запасов газа, конденсата и нефти Мыльджинского месторождения по состоянию на 01.01.2003 г., Том 1, Книга 2 – Текст, ОАО “Томскгазпром”

11. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов / С.Н. Бузинов, И.Д. Умрихин. – М.: Недра, 1984. – 270 с.
12. Coats K.H. Determination of Aquifer Influence Function from Field Data / K.H. Coats, L.A. Rapoport, J.R. McCord et al. // JPT / – Dec. 1964.
13. Программный комплекс Influ: руководство пользователя / отдел ПХГ ООО «ВНИИГАЗ». – М.: ВНИИГАЗ, 2002. – 69 с.
14. Bourdet D.P. A New Set of Type Curves Simplified Well Test Analysis / D.P. Bourdet, T.M. Whittle, A.A. Douglas et al. // World Oil. – May 1983. – P. 95–106.
15. Von Schroeter T. Deconvolution of Well Test Data a Nonlinear Total Least Square Problem / T. Von Schroeter, F. Hollaender, A. Gringarten // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, LA, Sept. 30 – Oct. 3 2001.
16. Федеральный закон от 21.12.1994 N 68-ФЗ (ред. от 08.12.2020) "О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера" – Ст. 1.
17. ПОСН 81-2-49 «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ».
18. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 09.03.2021) "Об охране окружающей среды" Глава I. Общие положения, Статья 1. Основные понятия.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.
20. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1.
21. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221.
22. РД 153-39.0-072-01 от 7 мая 2001 г. №134 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.- 135 С
23. Пашков Е.Н. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра и специалиста всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020 – 23 с.
24. Санитарные правила и нормы СанПиН 2.2.4.548-96"Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"(утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 1 октября 1996 г. N 21)

25. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. – Введен: 08.05.2017. М.: Издательство стандартов. 2018. – 115 с
26. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введен: 10.02.2009 г. М.: Издательство стандартов. 2010. – 7 с.
27. СанПин 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях – Введен: 01.05.2003. М.: Издательство Москва. 2003. – 22 с.
28. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
29. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования. – Введ. 1984-07-01 -М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1984. – 10 с
30. 1. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
31. 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.
32. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление. М.: 2001. – 10 с.
33. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – М.: ИПК Издательство стандартов. М.: 1983. – 75 с.
34. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.
35. 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.
36. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. М.: 2012. – 75 с.
37. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. М.: 2003. – 763 с.
38. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования. – Введ. 1984-07-01 -М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов. 1984. – 10 с.
39. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. М.: 2007. – 10 с.
40. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. –

Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с.

41. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996. – 71 с.

42. Правила безопасности при геолого-разведочных работах ПБ 08-37-93. М.: –

43. ГОСТ Р55415-2013 Месторождении газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки – М.: Стандартиформ, 2014. – 36 с.

44. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 448 с