

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин с целью доразведки Майского нефтяного месторождения (Томская область).

УДК 550.832-047.47:553.98(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Арбузов Игорь Валерьевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина В.А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	к.т.н		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Лукин А.А.	к.г.-м.н.		

2020г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений
полезных ископаемых»
Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
Кафедра геофизики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(дипломного проекта/дипломной работы)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Арбузов Игорь Валерьевич

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью доразведки Майского нефтяного месторождения (Томская область).	
Утверждена приказом директора ИШПР (дата, номер)	№ 58-32/С от 27.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2020г.
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Общие сведения об объекте исследования.2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования.3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.4. Основные вопросы проектирования.5. Методические вопросы.6. Специальное исследование7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.8. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<ol style="list-style-type: none">9. Обзорная карта района Майского10. Схема изученности сейсморазведкой и глубоким бурением .11. Схемы фациального районирования Западной Сибири12. Фрагмент тектонической схемы фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, ФГУП СНИИГГиМС, 2000 г.)13. Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)14. Структурная карта по отражающему горизонту Ф215. Структурная карта по отражающему горизонту Б (кровля баж. свиты)16. Майское месторождение в схеме нефтегеологического районирования Схематическая кривая гамма каротажа17. Геологический профиль по линии скважин 715-724-12-393.18. Геологические профили по линиям I-I и II-II19. Изменение пористости пород по воде с глубиной (цветокодирование по минералогической плотности скелета).20. Изменение проницаемости (по Клинкенбергу) пород с глубиной (цветокодирование по стратиграфии пласта).Спектры гамма-излучения радиационного захвата, полученные в воде с различной минерализацией21. Корреляционное поле взаимосвязи пористости (по воде) с плотностью пород (цветокодирование по стратиграфии пласта).Сх ема форм ир овани я временного спектра ГИ НР22. Корреляционное поле взаимосвязи пористости (по воде) со скоростью пробега продольных волн (цветокодирование по карбонатности пород)Кривые тепловых диффузионных нейтронных параметров τ и D против пластов разного насыщения.

	<p>23. Корреляционное поле взаимосвязи пористости (по воде) со скоростью пробега продольных волн (цветокодирование по стратиграфии).</p> <p>24. Сейсмогеологический разрез.</p> <p>25. Сопоставление сопротивления и пористости коллекторов отложений васюганской свиты с учетом принятого характера насыщения и результатов испытаний по скважинам Майского, Средне-Майского, Южно-Майского и Западно-Майского</p> <p>26. Сопоставление сопротивления и пористости коллекторов отложений нижней тюменской свиты с учетом принятого характера насыщения и результатов испытаний по скважинам Майского, Средне-Майского, Южно-Майского и Западно-Майского месторождений</p> <p>27. Схема зонда бокового каротажа</p> <p>28. Сопоставление эффективной и динамической пористости по скважинам с проведенными экспериментами по вытеснению для продуктивных отложений пластов Ю₁₃₋₁₇ Майского месторождения</p> <p>29. Сопоставление параметров пластов Ю₆₋₁₂ и Ю₁₃₋₁₇ (код – шифр пласта)</p> <p>30. Обоснование граничных величин для продуктивных отложений пластов Ю₁₃₋₁₇ Майского месторождения</p> <p>31. Зависимость К_{но}(К_{нн}) для пластов Ю₁₁₋₁₅ Майского месторождения</p> <p>32. Зависимость остаточной водонасыщенности (капиллярметрия) от водоудерживающей способности (центрифугирование) для продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.</p> <p>33. Зависимость К_п(асп) для пластов Майского месторождения</p> <p>34. Сопоставление плотности влажных образцов с пористостью жидкостинасыщением для пластов тюменской свиты Майского месторождения.</p> <p>35. Зависимость водородосодержания от показаний нейтронного каротажа в эталонных скважинах по юрским отложениям Майского месторождения</p> <p>36. Бокс-плот исходных кривых НК в интервале детальных исследований продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.</p> <p>37. Бокс-плот нормированных кривых НК в интервале детальных исследований продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Маланина Вероника Анатольевна

ресурсосбережения	
Социальная ответственность	Романцов Игорь Иванович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2020г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020г.
--	--------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Арбузов Игорь Валерьевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 136 с., 44 рис., 19 табл., 75 источников.

Ключевые слова: ИНТЕРПРЕТАЦИЯ, СКВАЖИНА, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ, ПЛАСТ, КОЛЛЕКТОР, ЗАЛЕЖЬ, ФЛЮИД, КАРОТАЖ. Объектом исследования является Майского нефтяное месторождение (Томская область).

Актуальность темы исследования заключается в анализе геолого-геофизической информации для разработки комплекса геофизических методов с целью доразведки Майского месторождения. В работе обоснованы методика и объем геологоразведочных работ, и заложены две проектные скважины. Рассмотрены применяемые методы ГИС, их аппаратура и интерпретация данных. Предложены инновационные технологии интеллектуализации разработки нефтяных и газовых месторождений. ОВК для контроля и мониторинга работы скважины.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	10
1. Общие сведения об объекте исследования	11
1.1 Географо-экономический очерк	11
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность.....	14
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	21
2.1. Литолого-стратиграфический разрез.....	21
2.2 Тектоника	30
2.3 Нефтегазоносность	37
2.4 Петрофизическая характеристика разреза	43
2.5. Сейсмологическая характеристика	50
4. Основные вопросы проектирования	64
4.1 Задачи геофизических исследований	64
4.2 Обоснование объекта исследований.....	64
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	66
5. Методические вопросы	73
5.1 Методика проектных геофизических работ	74
5.2. Интерпретация геофизических данных	80
6. Интеллектуальное месторождение: оптоволоконные кабели для мониторинга работы скважины	113
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	122
7.1. Организационно-экономический раздел	122

7.1.1. Характеристика предприятия, на котором будут выполняться проектируемые работы	122
7.1.2 Смета расходов на проектируемые работы	124
8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	135
Введение.....	135
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	135
8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства.....	135
8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны.....	135
8.3. Экологическая безопасность	152
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	155
8.5. Заключение по разделу.....	157
Заключение.....	159
Список использованных источников	160

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составляющих экономики России, непосредственно влияющей на формирование бюджета страны и её экспорт.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Ресурсы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений находится в конечной стадии разработки и имеют большой процент обводненности, поэтому наиболее актуальной и первостепенной задачей является поиск и введение в эксплуатацию молодых и перспективных месторождений, одним из которых является Майское месторождение.

Западная Сибирь является крупнейшим регионом, обеспечивающим устойчивое наращивание ресурсной базы страны, в котором разведанные неэксплуатируемые запасы составляют 22 % от общих запасов региона, эксплуатируемые – 15 %, неразведанный «резерв» достигает 53 %. На территории Западной Сибири перспективными продолжают оставаться мезозойские отложения, в которых, помимо высокопродуктивного верхнеюрского нефтегазоносного комплекса, также выделяется нижнесреднеюрский, в последние годы рассматриваемый в качестве нового объекта поисково-разведочных работ для прироста запасов углеводородов.

Майское нефтяное месторождение открыто в 1971 г. бурением скважины номер 390, находится в южной части Каргасокского района Томской области, в пределах лицензионного участка 70.

Цель работы – составить проект доразведки Майского нефтяного месторождения.

Задачи: изучить особенности геологического строения и нефтегазоносности месторождения; провести анализ геолого-геофизической информации; обосновать заложение разведочных скважин; разработать комплекс геофизических методов для исследования скважин

1. Общие сведения об объекте исследования

1.1 Географо-экономический очерк

В административном отношении Майское нефтяное месторождение находится в южной части Каргасокского района Томской области, в пределах лицензионных участков 70-2 и 70-3, в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби. В восточной части лицензионного участка № 70-2, в 25км. находится один населенный пункт п. Майск. Расстояния от центральной части Майского месторождения до ближайших городов Томской области следующие: до Кедрового, где находится ближайший аэропорт областного значения – 125 км, до Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт).

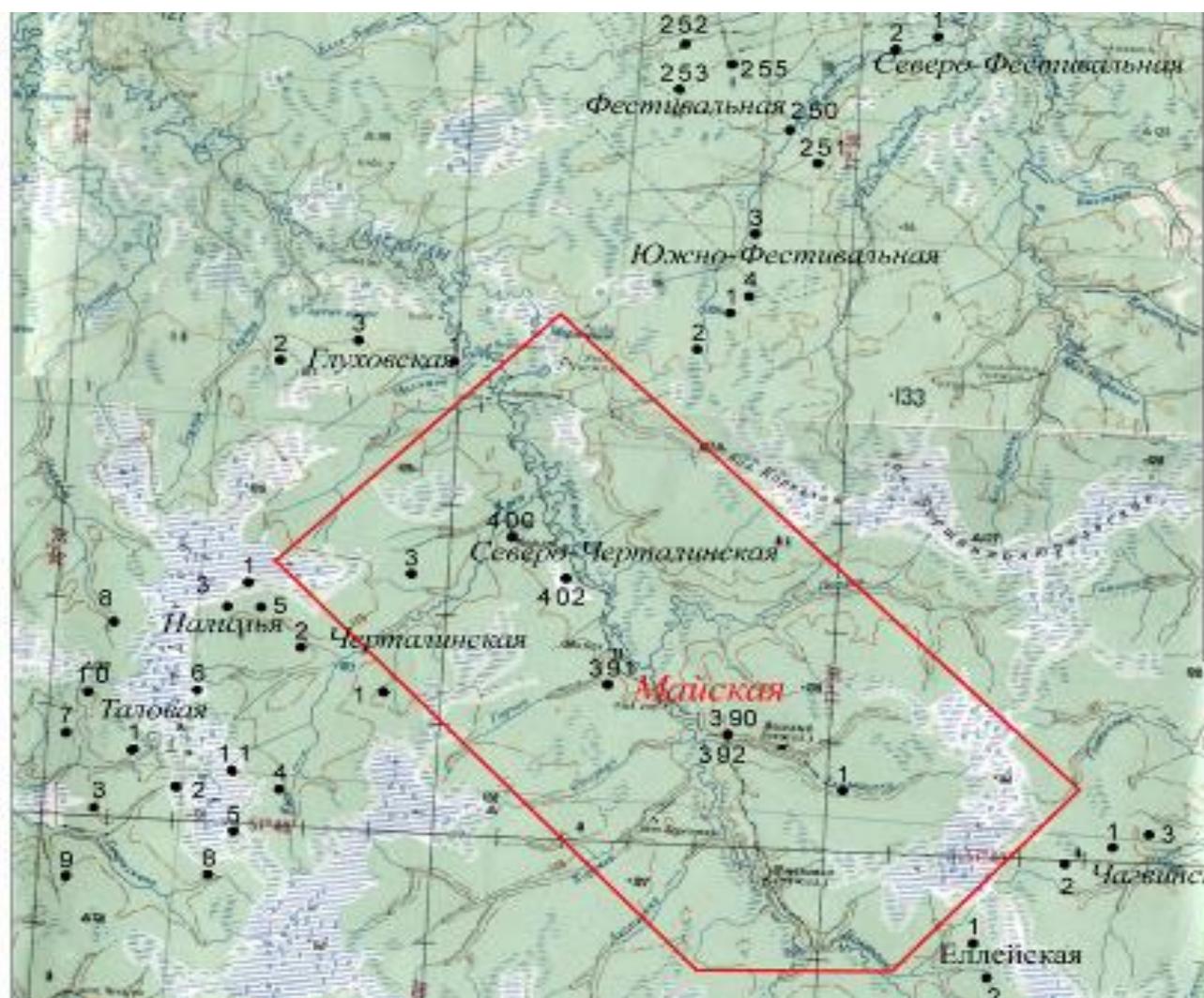


Рисунок 1 – Обзорная карта района Майского месторождения

В промышленно-экономическом отношении Майское месторождение находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км южнее Майского месторождения расположен магистральный нефтепровод (d=530 мм) Игольское – Герасимовское – Лугинецкое – Парабель.

В геоморфологическом отношении территории лицензионных участков расположены на поверхности местного водораздела рек Васюган – Чижалка и представляет собой слаборасчленённую равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек. Современные абсолютные отметки высот изменяются от 100–135 м на водоразделах до 70–80 м в пониженных частях рельефа. Болота занимают около 40% территории участка.

Гидрографическая сеть представлена рекой Васюган (левый приток р. Обь), протекающей с юга на север, с притоками: реками Налимьей, Соболей, Берёзовой, Черталой, Глухой и мелкими ручьями с сильно меандрирующими руслами. Все реки в пределах участка работ несудоходны, только во время половодья можно использовать малые суда. Уровень грунтовых вод, которые могут являться источником питьевого и технического водоснабжения, находится на глубине от 3 до 25 м. Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнего палеогена, для технических нужд можно использовать подземные воды чеганской свиты нижнего олигоцена.

Климат района континентальный. Средние значения температур воздуха в январе составляют $-19\div-20$ °С, возможны значительные понижения до $-30\div-35$ °С. Абсолютный минимум температуры воздуха - 55°С. Лето короткое, но теплое иногда жаркое. Средние температуры воздуха июля составляют $+17\div+18$ °С, максимальные показания составляют $+30\div+35$ °С, абсолютный температурный максимум +37°С. Среднегодовое количество осадков составляет 400–500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота обычно промерзают к началу января.

Рассматриваемая территория находится в зоне ветров со среднегодовыми скоростями 3–5 м/с. До мая месяца повторяемость юго-западных ветров достигает 22-29 %. Начиная с мая и до конца лета несколько увеличивается повторяемость северных и северо-восточных ветров. Снежный покров устанавливается в конце октября, величина покрова в среднем (в поле) составляет 58 см, максимальная – 78 см, а минимальная – 43 см.

По территории лицензионных участков проложены проселочные грунтовые дороги. Дороги с твердым покрытием отсутствуют. Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Доставка оборудования и материалов осуществляется по временным дорогам (по «зимникам»). Вахты доставляются воздушным транспортом из г. Кедрового.

Месторождения строительных материалов в пределах участка работ отсутствуют.

По степени сложности проведения работ район исследования относится к IV категории.

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение территории юго-востока Западно-Сибирской низменности, включая изучаемую территорию, началось в конце 40-х годов. На первом этапе преобладали геологическое картирование, и геофизическая съемка методами потенциальных полей. На втором этапе исследований (начиная с 60-х годов), на выявленных структурах первого и второго порядка осуществлялись поисковые работы с целью выявления и подготовки к вводу в глубокое бурение локальных поднятий.

В настоящее время территория лицензионного участка изучена геологической, аэромагнитной и гравиметрической съемками масштаба 1:200000. Кроме того, проводилась сейсмическая съемка методами отраженных и преломленных волн.

Краткие результаты работ по геологическому изучению территории приведены в таблицах 1 и 2, схема изученности участка сейсморазведкой и глубоким бурением представлена на рисунке 2.

Таблица 1. Геолого-геофизическая изученность участка

п/п	Год работ, организация, проводившая работы, авторы отчета	Вид и масштаб работ	Основные результаты
	ЗСГУ, 1947–1954, (Фонды СИТБИ) Шацкий С.Б., Нагорский М.П.	Геологическая съемка 1:100000	Установлено повсеместное развитие четвертичных (антропогеновых) отложений, по руслам некоторых рек — неогеновых. Составлена геологическая карта Западно-Сибирской низменности.
	Сибирский геофизический трест, 1947-1953	Магнитная съемка 1:100000	Проведено районирование территории по характеру магнитного поля.

	<p>Аэромагнитная экспедиция СГТ, Васюганская партия СГТ, ККГЭ, СОКГЭ</p> <p>1952, 1954-1961</p>	<p>Аэромагнитная съемка</p> <p>1:100000</p> <p>1:200000</p>	<p>Получены первые представления о тектонике фундамента Западно-Сибирской плиты, определены глубины до его поверхности, получены представления общего геотектонического строения, выделены основные структуры I и II порядков.</p>
	<p>СОКГЭ,</p> <p>с/п 24/69-70,</p> <p>Дугова А.Ф.</p>	<p>Поисковые работы МОВ,</p> <p>1:100000</p>	<p>На северной периклинали Лавровского наклонного вала выявлено и подготовлено к глубокому бурению Майское локальное поднятие.</p>
	<p>ТГТ,</p> <p>с/п 4, 7/76-77,</p> <p>Карапузов Н.И.</p>	<p>Площадные работы МОГТ, КМПВ</p> <p>1:100000</p>	<p>В районе Майского поднятия детально изучены нижние комплексы платформенного чехла и отложений второго структурного яруса.</p>
	<p>ТГТ,</p> <p>с/п 4,5,7/78-79,</p> <p>Берлин Г.И.</p>	<p>Площадные исследования МОГТ</p> <p>1:100000</p>	<p>Проведены исследования в пределах Нюрольской впадины. Выявлены и детализированы Западно-Майское, Западно-Лавровское, Восточно-Фестивальное, Угольное, Седловинное, поднятия. Подготовлены к бурению Южно-Майская и Черталинская структуры.</p>
	<p>ЦГЭ,</p> <p>Аэромагнитная партия 38/79-80</p> <p>(Фонды ТГТ)</p>	<p>Аэромагнитная съемка,</p> <p>1:50000</p>	<p>Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского фундамента Нюрольской впадины.</p>
	<p>ТГТ,</p> <p>с/п 4,5,7,18/83-84,</p> <p>Берлин Г.И.</p>	<p>Площадные работы МОГТ</p> <p>1:100000</p>	<p>Подготовлены для передачи в глубокое бурение Елей-Кагальская, Угольная, Среднефестивальная, Восточно-Фестивальная, Верхнемайская структуры. Детализированы Северо-Фестивальная, Среднемайская структуры.</p>

	<p>ЗАО «ТГТ», с/п 6/04-05, Забуга Т.В., с/п 6/05-06</p>	<p>Площадные работы МОГТ, 1:50000</p>	<p>Уточнено строение Майского локального поднятия. Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам.</p>
0	<p>ОАО «Самаранефтегеофизика», с/п 4/2006-2008 гг.</p>	<p>Полевая сейсмическая съемка МОГТ 3D, 1:50000</p>	<p>Уточнено строение Майского месторождения, построены карты изохрон, структурные карты по отражающим горизонтам Ф₂, Па, U₁₆, U₁₄, Ia, Y₆, Ib, U₁₃, U₁₂, B, Пб, карты сейсмофаций по типам волновой картины для пластов Ю₁³⁻⁴, Ю₁₄ и Б 10.</p>
1	<p>ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Томск, 2007 г. Конторович В.А.</p>	<p>Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС 1:50000</p>	<p>Анализ и обобщение результатов геолого-геофизического изучения Южно-Фестивального-3 лицензионного участка (№ 70-3). Детализированы структурные планы по основным ОГ и продуктивным горизонтам, дана оценка начальных извлекаемых ресурсов нефти на участке.</p>
3	<p>ОАО «Сибнефтегеофизика», 2008 г. Юркина Т.А.</p>	<p>Площадные работы МОГТ 2D 1:50000</p>	<p>Интерпретация материалов МОГТ 2D по Западно-Майской и Западно-Квензерской площадям. Выделено Западно-Майское, Восточно-Фестивальное, Западно-Квензерское и Среднее локальные поднятия.</p>
4	<p>ОАО «Самаранефтегеофизика», с/п 4/2006-2008 г. ОАО «Хатыманскийгеофизика», с/п 90/2009-2010 г. ООО «Парадайм Геофизикал», 2008, Разина О.А.</p>	<p>Площадные работы МОГТ 3D, 1:50000</p>	<p>Детализированы структурные планы Майского месторождения. Проведен сейсмофациальный анализ, выделены русловые тела в тюменской и васюганской свитах. Построены карты толщин целевых пластов и сейсмофаций.</p>

5	<p>ЗАО «Пангея», Москва 2009 г. Смирнов О.А.</p>	<p>Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС</p>	<p>Рекомендовано бурение 9 поисково-оценочных и разведочных скважин: 4 скважины на Майской площади, и по одной на Западно-Квензерской, Тамратской структурах.</p>
6	<p>ОАО «Ставропольнефтегеофизика», с/п. 3/10-11 ЗАО «Пангея», Москва, 2011 г. Смирнов О.А.</p>	<p>Площадные работы МОГТ 3D, 1:25000</p>	<p>Детализированы структурные планы по основным отражающим горизонтам осадочного чехла в пределах Западно-Майской площади. Построены прогнозные карты эффективных толщин продуктивных пластов васюганской, тюменской и урманской свит.</p>
7	<p>ООО «СЖЖ Восток», 2014 г. Глебов А.А., Ершов А.В.</p>	<p>Комплексная переинтерпретация данных сейсморазведки и ГИС</p>	<p>Выполнена переобработка сейсмических данных МОГТ 3D, полученных на группе Майских месторождений. Проведена комплексная интерпретация сейсмических материалов, данных бурения, ГИС и СК: составлены корреляционные схемы юрских отложений; выявлены и закартированы тектонические нарушения; детализированы структурные планы по основным отражающим горизонтам и продуктивным пластам (PZ – кровля фундамента, Ю₁₆₋₁₇, Ю₁₄₋₁₅, Ю₁₃, Ю₁₂, Ю₁₁, Ю₁₀, Ia, Ю₁⁰, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₁¹⁻², BIV, V); построены карты эффективных и нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов.</p>

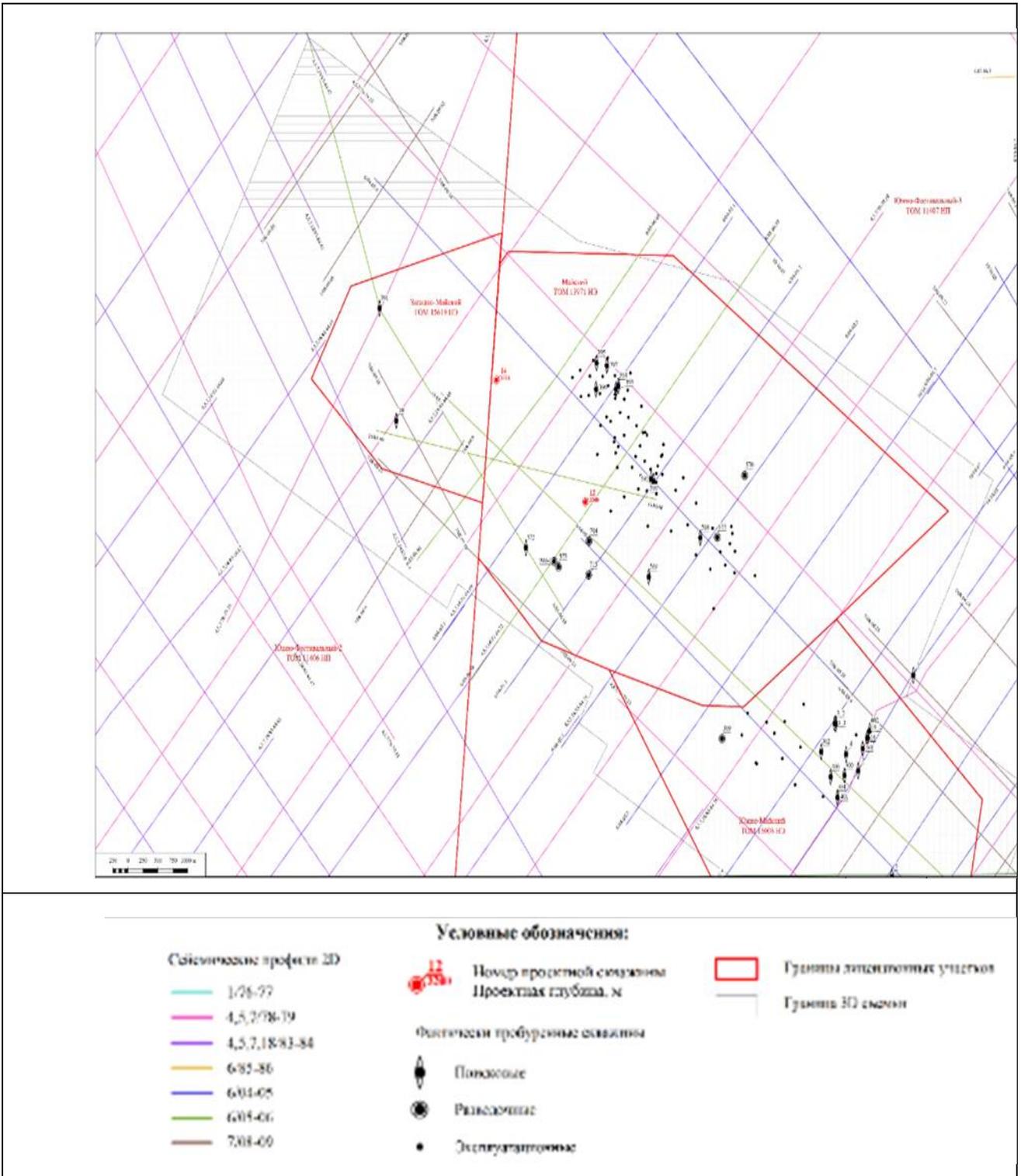


Рисунок 2 Схема изученности сейсморазведкой и глубоким бурением

Таким образом, в пределах изучаемой территории объем сейсмических исследований МОГТ-2D составил 706 пог.км сейсмических профилей, плотностью 0.754 пог.км/км².

Таблица 2. Изученность поисково-разведочным бурением

Площадь	Скважина	Глубина, м	Альтитуда, м	Дата бурения	Назначение	Примечание
Майская	390	3093	127.7	01.03.1972	поисковая	
Майская	3	3	12	1	поисковая	
Майская	3	3	12	0	поисковая	
Майская	3	3	12	0	поисковая	2
Майская	3	3	12	2	поисково-	
Майская	3	3	12	0	поисково-	2
Майская	3	3	12	1	поисково-	2
Майская	5	3	13	2	поисково-	
Майская	5	3	13	2	разведочная	
Майская	6	3	13	2	разведочная	
Среднем	5	4	13	0	разведочная	
Среднем	5	3	10	1	поисково-	
Среднем	5	3	10	2	поисково-	
Среднем	7	3	12	2	разведочная	
Среднем	7	3	12	0	разведочная	

Среднем	9	3	12	2	разведочная	2
---------	---	---	----	---	-------------	---

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1. Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез территории сложен породами мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, залегающими на палеозойском складчатом фундаменте.

В основу стратиграфического расчленения разреза положены «Решения 6 межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири», утвержденные МСК 9 апреля 2004 года [31] (рис. 3.1), также привлекались результаты глубокого поисково-разведочного бурения на рассматриваемой и соседних площадях.

Фундамент и промежуточный структурный этаж территории исследований сложен полихронными полифациальными образованиями осадочного, метаморфического и магматического комплексов и отнесен к Нюрольскому структурно-фациальному району (рис. 3), где скважинами вскрыты раннетриасовые преимущественно магматические и палеозойские первично-осадочные образования. Сведения о литологии и стратиграфии приведены на сводном геолого-геофизическом разрезе

Палеозойская эратема

Палеозойские образования приурочены к пограничной полосе двух смежных фациальных мегазон [14], которая характеризуется переходом мелководных (шельфовых) осадков на востоке к тонкотерригенным и вулканогенным отложениям глубоководного бассейна окраинно-океанического типа – на западе. Особенность геологического строения палеозойского этажа этой полосы заключается в мозаично-блоковой ее структуре и резких фациальных замещениях по латерали.

На поверхность доюрского основания выходят ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные, пермские отложения и вулканогенные раннетриасовые образования.

Ордовикская система

Павловская толща (O₂k-O₃aš) представлена глинистыми доломитизированными известняками, а также известняковыми песчаниками и алевролитами мощностью свыше 250 м [7]. Граница с подстилающими образованиями не вскрыта, верхняя граница постепенная по изменению окраски пород и уменьшению содержания рассланцованных доломитизированных кальцилютитов

Силурийская система

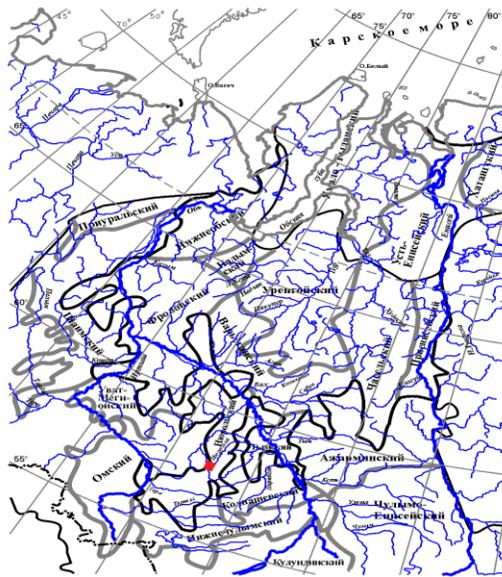
Ларинская свита (S₁l-S₁w) представлена доломитизированными известняками с линзами аргиллитов и песчаников мощностью свыше 360 м.

Межовская свита (S₂ld-S₂p) вскрыта скважинами Останинская-417, Северо-Останинская-7 и др., сложена серыми массивными известняками с биогермами и мелкими калиптрами. В нижней части встречаются прослои витрокластических туфов, породы прорваны дайками андезитами, базальтовыми порфирами. Мощность свиты – 360 м. По латерали верхняя часть свиты замещается известняками, голубоватыми мергелями, реже – аргиллитами, с прослоями эффузивов и туфов майзасской свиты (200 м).

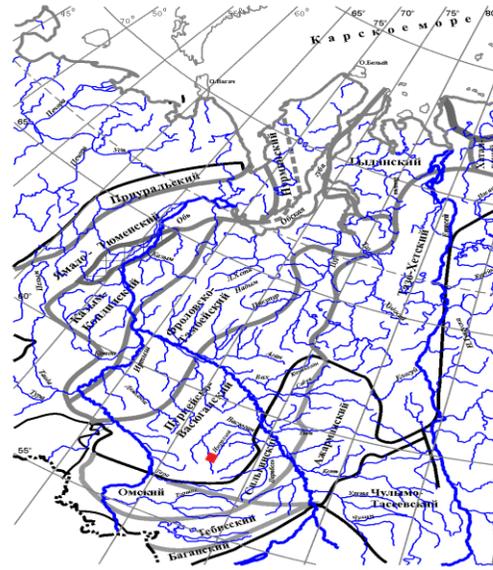
Девонская система

В Нюрольском структурно-фациальном районе установлены два типа разреза – *рифтогенный* и *депресссионный (бассейновый)* [13]. В первом выделяются (снизу вверх) кыштовская, армичевская, солоновская, надеждинская, герасимовская и лугинецкая свиты, во втором – лесная свита, мирная толща, чузикская и чагинская свиты.

Кыштовская свита (D₁l) - в основании известковистые песчаники, выше – известняки темно-серого и серого цвета, обломочные, биокластические, с биостромами, мощностью 400 м.



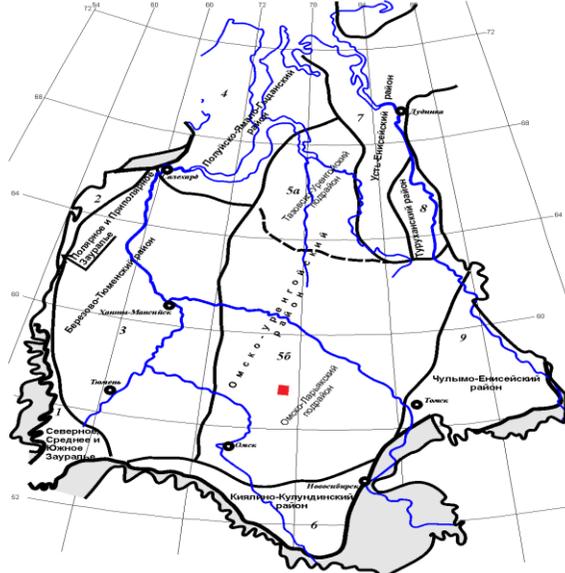
Отложения нижней и средней (без келловая) юры



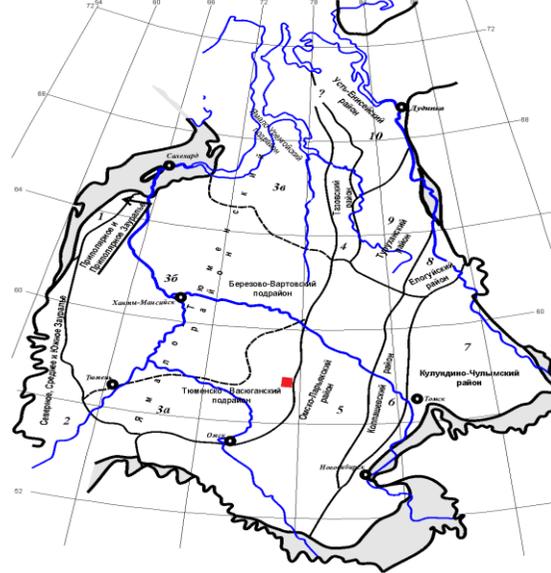
Отложения келловая и верхней юры



Берриас-аптские отложения



Апт-альб-сенонские отложения



Верхнемеловые (без сеномана) отложения

- Границы:**
- Западно-Сибирской плиты
 - Зоны отсутствия отложений
 - Границы фациальных областей морского (северная), переходного (промежуточная) и континентального (южная) седиментогенеза
 - Границы структурно-фациальных районов
 - Границы структурно-фациальных подрайонов
 - Зона выклинивания келловей-верхнеюрских отложений на западе Западной Сибири
 - Лицензионный участок

Рисунок 3. Схемы фациального районирования Западной Сибири

Армичевская свита (D_{1p}) В строении разреза принимают участие темно-серые, глинистые, местами биокластические, тонкослоистые и массивные известняки, мергели и аргиллиты мощностью до 630 м.

Солоновская свита (D_{1e1}) сложена окремнелыми известняками, мергелями и аргиллитами мощностью 200м.

Надеждинская свита (D_{1e2}) представлена известняками тёмными массивными пелитоморфными и обломочными, глинистыми, мощностью около 220 м.

Герасимовская свита ($D_{2ef-žv}$) представлена кремовыми массивными, биогермными или биокластическими известняками, в полных разрезах по этим признакам делится на три подсвиты суммарной мощностью 1335м.

Лугинецкая свита (D_{3f-fm}) сложена светло- и темно-серыми, кремовыми илистыми известняками и известковистыми аргиллитами, с прослоями туфов основного состава в верхней части. Общая мощность свиты более 600 м.

Разрезы депрессионного (бассейнового) типа отличаются значительной ролью глинистых пород.

Лесная свита (D_{1l-p}) представлена переслаиванием темно-коричневых и черных, тонкослоистых известняков, мергелей и аргиллитов мощностью до 480 м.

Мирная толща (D_{1e}) сложена темно-серыми и черными, глинистыми и глинисто-кремнистыми известняками с прослоями аргиллитов и мергелей. Мощность толщи около 400 м.

Чузикская свита ($D_{2ef-žv}$) делится на две подсвиты. Нижняя представлена темно-серыми глинистыми детритовыми известняками (400 м), верхняя образована темно-серыми глинистыми известняками с примесью кремнезема (до 100 м).

Чагинская свита (D_{3f-fm}) состоит из двух подсвит. Нижняя (тентакулитовая) сложена черными и темно-серыми кремнистыми тентакулитовыми известняками и аргиллитами мощностью до 300 м. Верхняя подсвита представлена чередующимися тонкослоистыми кремнистыми аргиллитами, кремнистыми известняками и радиоляритами мощностью до 180 м.

Из-за трудностей расчленения чузикская и чагинская свиты часто входят в состав таргасской серии.

Каменноугольная система

Каменноугольные отложения на территории Западно-Сибирской плиты представлены двумя фациальными типами: морским (нижний отдел и низы среднего) и континентальным (средний отдел).

На территории Ньюрольского района морской карбон объединяет опорные разрезы табаганской и кехорегской свит. Первая сформировалась в условиях мелководья с карбонатным, вторая с глинистым типом осадконакопления.

Табаганская свита (C_{1t-s_1}) подразделена на три подсвиты. Нижняя сложена кремнистыми и «спикуловыми» известняками мощностью 103 м, средняя представлена темно-серыми известковыми аргиллитами, переслаивающимися с черными и темно-серыми окремненными известняками, мощностью 231 м, верхняя - окремненные биокластические и черные глинистые известняки мощностью 130 м.

Кехорегская свита (C_{1t-s_1}) является латеральным аналогом табаганской и представлена темно-серыми алевролитами, биокластическими известняками с мшанками, брахиоподами, фораминиферами, остракодами мощностью 430 м.

Континентальный тип осадков карбона в Ньюрольском районе представлен средневасюганской и елизаровской свитами.

Средневасюганская свита ($C_{1s_2} - C_{2b_1}$) сложена темно-серыми до черных аргиллитами, алевролитами, песчаниками с редкими прослоями известняков (200 м).

Елизаровская свита (C_{2b^2}) представлена темно-серыми известковыми аргиллитами, алевролитами, мергелями, алевролитами (120 м). Свита согласно залегает на средневасюганской свите и с размывом перекрывается пермскими отложениями.

Пермская система

Пермские отложения на территории Западно-Сибирской плиты имеют крайне ограниченное распространение. В Ньюрольском структурно-фациальном районе развита *омеличская толща (P_{2u-t})*, с угловым несогласием перекрывающая карбонатно-терригенные

образования нижнего и среднего карбона. На сложена темно-серыми до черных аргиллитами, углистыми аргиллитами с отпечатками растений.

Доюрские образования, вскрытые в пределах Майской группы месторождений 37 скважинами, представлены в различной степени выветрелыми и преобразованными карбонатными, терригенно-карбонатными и кремнисто-карбонатными породами. Вскрытая скважинами мощность пород палеозоя изменяется от 4.2 (скв. Майская-397) до 112.5 (скв. Майская-568) метров. В среднем проходка по породам доюрского комплекса составляет 43 м.

Возраст пород фундамента достоверно (палеонтологически) доказан в разрезе скважины Майская-392, где установлены остатки мелководной фауны (остракоды, строматопораты). Как по остракодам, так и по строматопоратам, встреченным в керне этой скважины, определяются низы девона (лохковский ярус).

С кровлей фундамента связан отражающий горизонт Φ_2 .

На размытой поверхности фундамента со стратиграфическим несогласием залегает осадочный чехол мезозойско-кайнозойского возраста, сложенный отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системам.

Мезозойская эратема

Мезозойские отложения осадочного чехла представлены чередованием континентальных и морских толщ юры и мела. В основании участками развиты триасовые образования.

Триасовая система

Согласно схеме фациального районирования (рис. 3) площадь работ расположена в пределах Пудинского района Обь-Иртышской области, где распространена преимущественно вулканогенно-осадочная серия раннего триаса. Палинологически обоснованные среднетриасовые отложения на территории Томской области вскрыты только скважиной №3 Налимьей площади, расположенной вблизи западной границы исследуемой территории. В разрезе этой скважины триас делится на две пачки: нижнюю – глинистую и верхнюю – базальтовую.

Глинистая пачка представлена темно-серыми туфоаргиллитами и туфами с прослоями аргиллитов с палинокомплексом среднего триаса.

Базальтовая пачка сложена преимущественно темно-серыми базальтами, хорошо раскристаллизованными, состоящими из сдвойникованных лейст плагиоклазов разного размера, многочисленных включений пироксенов, рудных минералов, стекла и полустекловатой основной массы с мелкими микролитами плагиоклазов. На территории рассматриваемого района к триасу отнесены характерные для нижнего триаса пестроцветные гравелиты, песчаники, туффиты, туфы андезито-базальтовых порфиритов, вскрытые скважинами Южно-Урманскими 1, 3; Еллейской 1, Чагвинской 1, Средней 10. Большие участки территории заняты трапповой формацией.

Юрская система

Отложения юры, несогласно перекрывающие доюрские образования, достаточно полно изучены в разрезах скважин, пробуренных на территории Майской группы месторождений. Юрский разрез представлен всеми тремя отделами. Толщина юрских отложений, вскрытых скважинами на рассматриваемой территории, изменяется от 380 до 583 м.

Нижний отдел. Согласно структурно-фациальному районированию нижней юры рассматриваемая территория расположена в Нюрольском районе Обь-Тазовской фациальной области (рис. 3). В исследуемом районе в составе нижней юры выделяются: урманская и тогурская свиты (рис. 4).

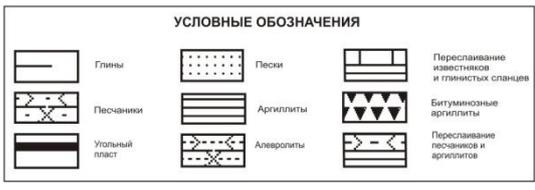
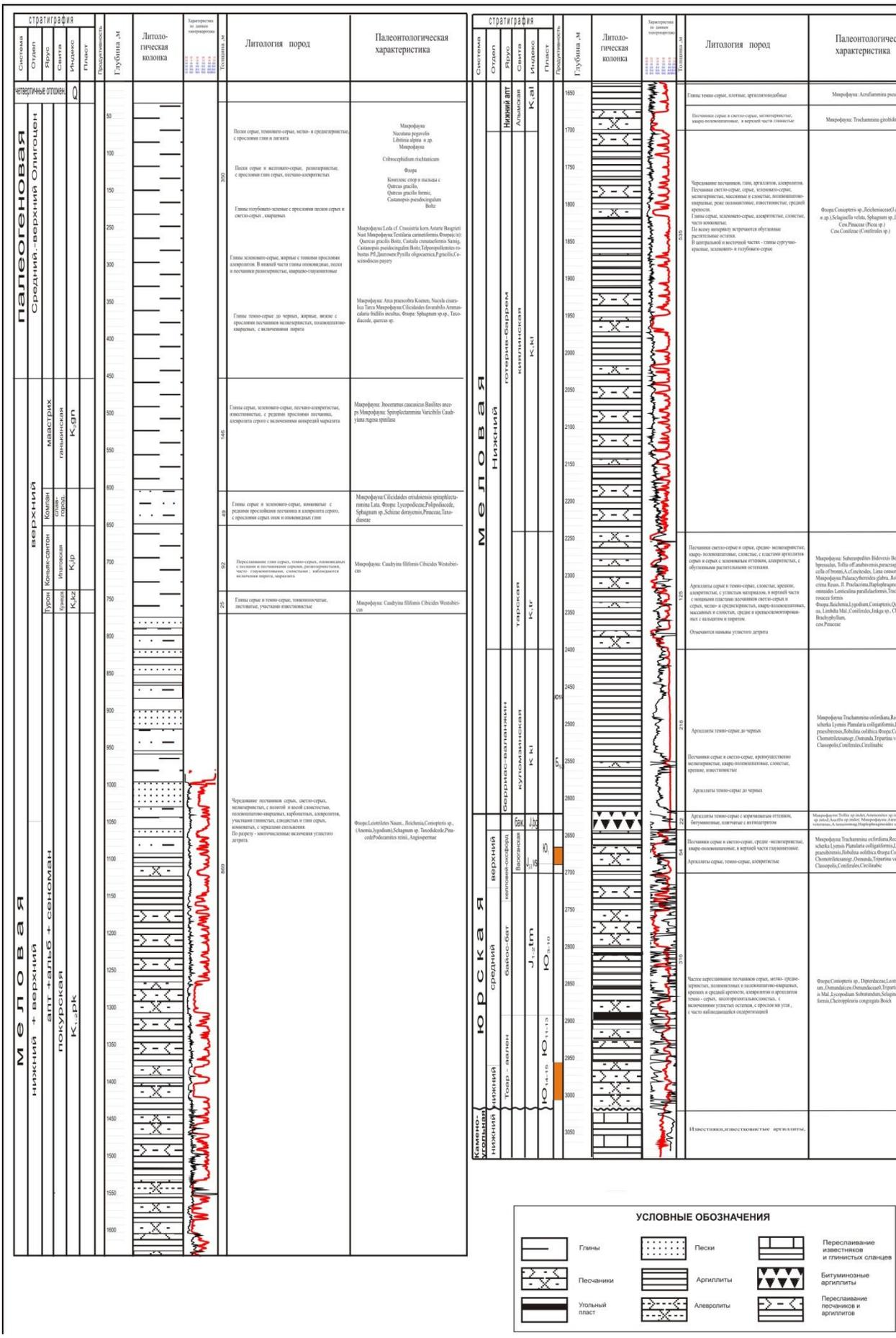


Рисунок 4. Сводный геолого-геофизический разрез по Майской площади

Урманская свита, датируемая геттанг-синемюр-плинсбахом, в пределах участка работ вскрыта четырьмя скважинами – Западно-Майская-10, Майская-572, 704 и 715.

Толщина свиты в разрезах данных скважин изменяется от 43.7 до 94.6 м. Разрез свиты представлен песчаным горизонтом Ю₁₆ (верхняя подсвита урманской свиты).

Тогурская свита представлена аргиллитами серыми, коричневато-серыми, до темно-серых, местами слюдистыми, с зеркалами скольжения. При описании керна в разрезе отмечена тонкая горизонтальная полого-волнистая слоистость, обусловленная накоплением растительного детрита по плоскостям наслоения. На исследуемой территории мощность тогурской свиты изменяется от 0 м на Майской площади до 80 м в юго-восточной части участка.

Салатская свита, формировавшаяся в континентальных условиях. Песчаники темно-серые, серые, часто с прослоями гравелитов, конгломератов и сидерита, встречаются линзы углей. Мощность свиты изменяется от 21.1 м до 57.3 м.

Средний отдел. Согласно структурно-фациальному районированию средней юры рассматриваемая территория расположена в Нюрольском районе Обь-Тазовской фациальной области. В исследуемом районе в составе средней юры выделяется тюменская свита.

Тюменская свита. Согласно утвержденной МСК стратиграфической схеме тюменская свита имеет трехчленное деление. Возраст свиты утвержден в объеме от позднего аалена до верхов позднего бата.

Нижняя подсвита рассматривается в объеме верхней части верхнего аалена – низов байоса; средняя подсвита – верхов нижнего и неполного верхнего байоса; верхняя, в большей своей части, – как соответствующая бату, нижняя граница подсвиты приурочена к верхам верхнего байоса, а верхняя – к нижней части верхнего бата. Перекрываются эти отложения васюганской свитой.

Нижняя подсвита отвечает существенно угленосной толще с угольными пластами У_{13–10}. Для песчаников (Ю_{11–13}), подстилающих углисто-глинистые пачки, характерен линзовидный характер распространения. В кровле нижней подсвиты тюменской свиты залегает угольный пласт У₁₀. Представлена неравномерным чередованием песчаников,

алевролитов и аргиллитов и мощных угольных пластов (до 10-15 м). Песчаники серые и темно-серые, разномзернистые, часто неслоистые. По мере увеличения доли глинистого материала в песчаниках отмечена линзовидная, косая, волнистая, горизонтальная слоистость. Для песчаников характерны большое количество рассеянного растительного детрита, присутствие крупных обломков кремневой и сидеритизированной слабоуглифицированной древесины, крупных обломков слоистых аргиллитов, часто встречающиеся крупные рассеянные гальки. Толщина подсвиты составляет 80-100 м.

Средняя подсвита (верхняя часть нижнего – низы верхнего байоса), залегающая между угольными пластами У₆ и У₉, представлена неравномерно чередующимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Доля тонкозернистых разностей в этой толще существенно выше, чем в подстилающей ее нижнетюменской подсвите. Характерным для разрезов подсвиты является присутствие относительно мощных и выдержанных по простиранию пластов углей (У₇, У₈, У₉). Соответственно реперным углям выделяются и индексируются песчаные резервуары, разделенные глинисто-алевролитово-углистыми пачками. Мощность подсвиты изменяется от 39 до 54 м.

Верхняя подсвита, залегающая между угольными пластами У₆ и У₂, представлена чередованием песчаников, аргиллитов и маломощных угольных пластов. Песчаники имеют косую, волнистую и горизонтальную слоистость. Это мелко-, реже средне- и крупнозернистые разности по составу полевошпатово-кварцево-грауваковые, кварц-грауваковые с остатками обугленного растительного детрита. Обломочный материал хорошей, средней, реже плохой сортировки. Цемент глинистый, глинисто-известковистый, порового, порово-пленочного, реже базального типа. Аргиллиты темно-серые и черные, плотные, часто сидеритизированные, обогащенные углистым и песчано-алевролитовым материалом. В составе глинистого вещества присутствует каолинит, гидрослюда, меньше хлорит. Мощность подсвиты изменяется от 119 до 143 м.

Толщина тюменской свиты на территории лицензионного участка изменяется от 251 до 313 м.

Верхний отдел. Отложения верхней юры, представленные на рассматриваемой территории васюганской, георгиевской и баженовской свитами, приурочены к Пурпейско-Васюганскому району Обь-Ленской фациальной области морского седиментогенеза.

Васюганская свита, датируемая верхами позднего бата – оксфордом, на юго-востоке Западной Сибири трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской свиты. Согласно палеонтологическим данным верхняя граница свиты определена, как верхи верхнего оксфорда, нижняя – датируется верхами верхнего бата. По литологическому составу васюганская свита разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. В основании подсвиты развит песчано-алевролитовый пласт Ю₂⁰, который, по мнению большинства исследователей, является базальным горизонтом верхнеюрской морской трансгрессии. Пласт распространен не повсеместно, его толщина в пределах отдельных структур варьирует в диапазоне от 0 до 15 метров. Мощность нижневасюганской подсвиты изменяется от 36,5 до 49,5 метров.

Верхневасюганская подсвита представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4-5 песчаных пластов, совокупность которых формирует регионально нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт Ю₁. Мощность верхневасюганской подсвиты изменяется от 17.6 до 26.8 метров.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления в эпоху формирования верхневасюганской подсвиты позволяет выделить в ее составе три пачки – подугольную, межугольную и надугольную.

Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами Ю₁⁴, Ю₁³. На значительных территориях юго-востока Западной Сибири эти пласты объединены и формируют единую песчаную толщу (индексируемую как пласт Ю₁³⁻⁴), мощность которой изменяется в пределах от 16.3 до 24.9 м.

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт У₁, формирование которого происходило в континентальных условиях. На значительной части территории Нюрольской впадины данная континентальная толща пород представлена не одним угольным пластом, а пачкой переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с большим количеством прослоев углей и углистых аргиллитов. Последняя получила название межугольной пачки. В качестве границ данной пачки приняты кровля песчаного пласта Ю₁³⁻⁴ и кровля угольного пласта У₁. В пределах исследуемой территории мощность межугольной пачки изменяется от 12.9 до 30.1 м. В ее

составе выделяется песчаный пласт Ю₁^М. Мощность пласта Ю₁^М изменяется от 0.6 (скв. Майская-109) до 16.3 (скв. Южно-Майская-3_2) метров.

Надугольная пачка залегает между угольным пластом У₁ (кровля межугольной пачки) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты. Разрез надугольной пачки, как правило, содержит песчаные пласты Ю₁², Ю₁¹, формирование которых происходило в полифациальных условиях. В пределах изучаемой территории указанные песчаные пласты характеризуются низкими коллекторскими свойствами.

Георгиевская свита. Перекрывающие васюганскую свиту отложения самых верхов оксфорда, кимериджа и нижней части волжского яруса представлены георгиевской свитой, сложенной аргиллитами с включением глауконита. В нижней части свиты в ряде скважин обособляется пачка плохо отсортированных зеленовато-серых песчаников с глауконитом, выделяемая как барабинская пачка. Пачка с видимыми размывом залегает на алевроито-песчаных породах горизонта Ю₁ и резко отличается от них по внешнему виду, вещественному составу, коллекторским свойствам, степени окатанности и отсортированности обломочного материала.

На юго-востоке Западной Сибири георгиевская свита получила развитие, главным образом, в крупных депрессионных зонах, в частности в Нюрольской мегавпадине. На рассматриваемом участке недр мощность георгиевской свиты изменяется от 0 до 5.8 м.

Баженовская свита трансгрессивно, с несогласием залегает на отложениях верхневасюганской подсвиты или согласно перекрывает аргиллиты георгиевской свиты.

Нижняя граница свиты проведена в нижней части волжского яруса, верхняя – в низах нижнего берриаса. Баженовская свита, представленная черными и буровато-черными глинисто-кремнистыми породами, уникально обогащена планктонно- и бактериогенным органическим веществом и является основной нефтепроизводящей толщей в осадочном чехле Западно-Сибирского осадочного бассейна. В пределах лицензионного блока толщина баженовской свиты составляет от 18.3 м до 25.7 м.

Меловая система

На территории Западной Сибири в составе меловой системы выделяются берриас-нижеаптский (зареченский), апт-альб-сеноманский (покурский), верхнемеловой надгоризонты, отвечающие по объему нефтегазоперспективным осадочным комплексам. По этим комплексам выполнено районирование, и составлены современные региональные стратиграфические схемы мела Западной Сибири, рассмотренные на Межведомственном стратиграфическом совещании и утвержденные МСК в 2005 году.

На рассматриваемой территории меловые образования, толщина которых достигает 2070 м, составляют большую часть осадочного чехла.

Нижний отдел

Берриас-нижеаптские отложения (неоком). Согласно районированию по типам разреза отложений нижнего мела лицензионный участок №70-3М (Майское месторождение) расположен в зоне сочленения Северо-Западного и Центрального подрайонов Рязкино-Васюганского района. В составе нижнемеловых отложений выделяются снизу вверх по разрезу: куломзинская, тарская и киялинская свиты. Описываемая территория находится в области южного окончания клиноформ субмеридиональной протяженности.

Куломзинская свита сложена темно-серыми слоистыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников. В нижней части разреза обособляются песчаники серые, светло-серые, как правило, мелкозернистые, часто с высоким содержанием алевроитовой фракции, местами известковистые, преимущественно линзообразной формы. Эта часть разреза выделена в самостоятельную пачку, получившую название ачимовской. Мощность ачимовской пачки варьирует в широких пределах, составляя в среднем 30-50 м. Некоторое увеличение доли песчаников отмечается и в верхней части куломзинской свиты. Мощность свиты изменяется от 293 до 339 м.

Залегающая выше по разрезу *тарская свита* представлена песчаниками светло-серыми, серыми, иногда зеленовато-серыми оттенками, мелко- и среднезернистыми, в отдельных случаях известковыми, плотными, чаще слабо сцементированными глинистым цементом. Песчаники чередуются с подчиненными прослоями серых иногда зеленоватых аргиллитоподобных глин и алевролитов. Мощность свиты достигает 100 м.

Киялинская свита развита на громадной территории от верховьев р. Тым на северо-востоке до района г. Петропавловска на юге (Северный Казахстан). На севере ее полным

аналогом являются зеленоцветные породы вартовской свиты, на северо-западе ей соответствуют ванденская и алымская свиты.

Свита представлена, преимущественно, глинами вишнево-кирпично-сургучного, реже зеленого и серого цветов, от тонкоотмученных до песчанистых, в разной степени комковатыми, с хаотично ориентированными зеркалами скольжения, с подчиненными пластами песчаников и алевролитов.

В разрезе **киялинской свиты** выделяется три толщи. Нижняя представлена глинами с единичными прослоями песчаников и алевролитов. Средняя толща, мощностью 150–180 м, характеризуется существенным преобладанием песчаников над глинами, в основном красных оттенков, с зеленоцветными пятнами или отдельными лентами. Верхняя пачка, мощностью 50–75 м, представлена песчано-глинистыми отложениями с некоторым преобладанием последних. Глины, преимущественно, зеленые, зеленовато-серые, комковатые, с блеклыми красноватыми прослоями и пятнами. Иногда встречаются каолинизированные, отбеленные разности. Эта толща сопоставляется с образованиями алымской свиты, перекрывающей неокомский надгоризонт, и в ней также выделяется регионально выдержанная глинистая пачка, получившая название кошайской. Киялинская свита датируется ранним валанжином (частично) – ранним аптом. Максимальная мощность киялинских отложений достигает 750 м.

В разрезе неокомских отложений выделено несколько десятков песчаных пластов, совокупности которых формируют группы пластов А и Б. Роль регионального флюидоупора для залежей углеводородов в берриас-барремских резервуарах выполняет кошайская пачка, представленная темно-серыми аргиллитами и датируемая ранним аптом. В разрезе киялинской, тарской и куломзинской свит широкое распространение получили также зонально и локально развитые глинистые пачки, способные выполнять роль надежных экранов в пределах отдельных зон нефтенакопления и небольших площадей.

В зоне сочленения Нюрольской мегавпадины, Лавровского и Пудинского мезовалов толщина берриас-нижнеаптского комплекса составляет 910-1200 м, в пределах рассматриваемого участка недр – 1030-1150 м.

Апт-альб-сеноманские отложения. Согласно районированию апт-альб-сеноманских отложений по типам разрезов основную часть территории Томской области занимает Омско-Ларьякский подрайон Омско-Уренгойского района.

Рассматриваемый стратиграфический интервал представлен *покурской свитой*, представленной чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников с преобладанием последних. Толщина свиты составляет 755-935 м. В разрезе покурской свиты выделяется серия песчаных пластов группы ПК.

Верхний отдел

Турон – маастрихтские отложения. Согласно районированию турон-маастрихтских отложений Западной Сибири по типам разрезов территория работ относится к Тюменско-Васюганскому подрайону Ямало-Тюменского района (рис. 3). В составе данного интервала разреза выделены кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Кузнецовская свита представлена преимущественно глинами темно-серыми, гидрослюдисто-бейделлитовыми, слабослюдистыми, местами алевритистыми, изредка известковистыми с остатками макрофауны и пиритизированными растительными остатками. Толщина кузнецовской свиты в пределах рассматриваемой в работе территории составляет 20-25 м.

В составе **березовской свиты** выделяются нижняя и верхняя подсвиты. Нижняя подсвита, имеющая мощность 40–120 м, сложена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными монтмориллонитового состава в некоторых прослоях опокovidными. Верхняя подсвита имеет толщину 40–150 м. и представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опокovidных глин и опок.

Ганькинская свита сложена глинами известковистыми, серыми, реже светло-серыми, с зеленоватым оттенком, с прослоями мергелей (на юге и западе), с прослоями глауконит-кварцевых песков и алевритов; марказитовые стяжения. Толщина свиты составляет около 140-160 м.

Кайнозойская эратема

Кайнозойские отложения представлены всеми тремя системами – палеогеновой, неогеновой и четвертичной.

Палеогеновая система

Согласно фациальному районированию палеогеновых отложений Западной Сибири рассматриваемая территория приурочена к юго-восточной части Центрального литофациального района, в пределах которого выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и туртасская свиты.

Талицкая свита (дат – низы танета) преимущественно глинистого состава залегает с перерывом на ганькинской свите и согласно перекрывается люлинворской свитой палеоцен-эоцена. Мощность свиты составляет до 165 м.

Люлинворская свита (низы танета – лютет) по литологическому составу подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена опоками и опокovidными глинами. Средняя подсвита сложена диатомитами, реже диатомовыми глинами и глинистыми диатомитами. Верхняя подсвита представлена глинами серыми с зеленоватым оттенком и зеленовато-серыми опокovidными, тонкоплитчатыми с тонкими прослойками светло-серых слюдистых алевритов, иногда тонкозернистых кварцево-глауконитовых песков. Мощность свиты – до 150-160 м.

Тавдинская свита представлена преимущественно глинами зеленовато-серыми иногда с голубоватым оттенком плотными с плитчатой или листовато-чешуйчатой отдельностью, к плоскостям которых приурочены слойки, гнезда и линзочки мелко- и тонкозернистого кварцевого песка и мучнистого алеврита. Содержание алевритовой и псаммитовой фракций не превышает 10-12 %. Мощность свиты достигает 200 м.

Атлымская свита (рюпельский ярус нижнего олигоцена) залегает практически повсеместно с размывом на отложениях тавдинской свиты. Свита сложена разнозернистыми песками. Отмечаются редкие прослойки алевритистых глин и лигнитов. Крупнообломочный материал концентрируется в базальном горизонте или образует линзообразные скопления по разрезу. Мощность атлымской свиты составляет 10-50 м.

Новомихайловская свита (рюпельский ярус среднего олигоцена) включает в себя разнофациальные отложения: озерные, болотные, аллювиальные. По литологическому составу это пески, глины с прослоями бурых углей. Мощность свиты изменяется от 20 до 110 м.

Туртасская свита (верхний олигоцен) представлена монотонной толщей тонкослоистых алевритистых глин и алевритов зеленого, зеленовато-серого цветов с

маломощными прослоями полево-шпатово-кварцевых глауконитовых песков. Мощность свиты изменяется от 40 до 70 м.

Неогеновая система

Согласно Государственной геологической карте дочетвертичных образований Западной Сибири в районе Майского месторождения в разрезе неогена выделяются абросимовская свита нижнего миоцена и смирновская свита верхнего плиоцена. Отложения верхнего миоцена и нижнего плиоцена на территории Обь-Иртышского подрайона полностью или частично отсутствуют.

Абросимовская свита (N_{1ab}) представлена глинами алевритистыми и алевритами бурыми и зеленовато-серыми с прослоями песка и лигнитов, общей мощностью до 20 м.

Смирновская свита (N₂³) сложена глинами, суглинками, песками.

Четвертичные отложения

Озерно-болотные, аллювиальные и делювиальные отложения четвертичного периода (пески, супеси и суглинки) в виде сплошного чехла перекрывают всю исследуемую территорию и с размывом залегают на отложениях неогена. Толщина четвертичных отложений составляет 30-50 м.

2.2 Тектоника

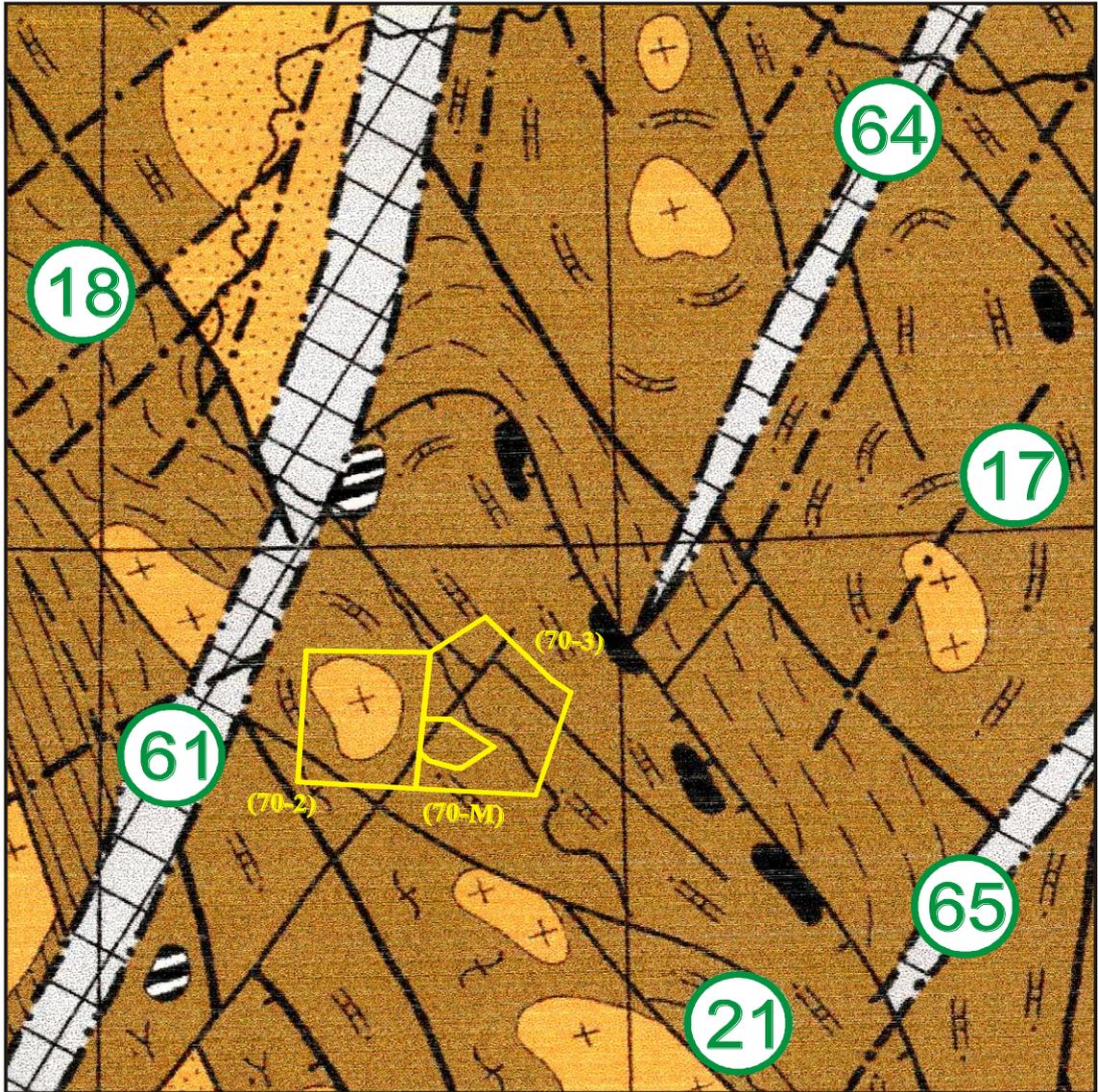
Доюрское основание Западно-Сибирской геосинеклизы имеет гетерогенное строение [7, 16] и образовано сочленяющимися зонами окружающих его покровно-складчатых и платформенных (на востоке) мегаблоков разного возраста консолидации. Все они перекрыты мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом.

Фундамент территории, в которую входит рассматриваемый лицензионный участок (рис. 5), имеет покровно-складчатое строение. Покровно-складчатые сооружения были окончательно консолидированы в герцинское (позднепалеозойское) время, а в раннем триасе нарушены рифтогенными процессами, в результате которых сформировались грабенообразные структуры, выполненные, в основном, магматическими породами основного и среднего состава. В герцинских покровно-складчатых сооружениях заключены

фрагменты более древних структур. Сохранившийся фрагмент байкалид представлен Межовским устойчивым массивом.

Изучаемая территория Майского месторождения расположена в пределах Межовского устойчивого массива вблизи его северо-западной границы. Северо-западнее и западнее находится Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, выполненный осадочно-вулканогенными породами триаса. На обширных территориях вокруг грабен-рифта палеозойский фундамент под осадочным мезозойско-кайнозойским чехлом перекрыт нескладчатыми триасовыми вулканогенно-осадочными породами.

Палеозойские чехольные комплексы Межовского устойчивого массива, особенно в окраинных частях, существенно переработаны в позднегерцинскую эпоху диастрофизма. Массив разделен на отдельные блоки разломами, нередко маркирующимися ультраосновными породами. Они же подчеркивают и северо-восточную границу массива. Палеозойские образования в центральных частях Межовского массива в меньшей степени затронуты пликативными и дизъюнктивными деформациями, чем в окраинных.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ

ФРАГМЕНТЫ ДООРОГЕННЫХ ЗОН ДЕСТРУКЦИИ,
РАСТЯЖЕНИЯ, ПРОГИБАНИЯ ФОРМАЦИИ:

- кремнисто-сланцевая - терригенная с вулканитами
основного и среднего состава

ФРАГМЕНТЫ СТРУКТУР ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА
ФОРМАЦИИ:

- терригенно-карбонатная - глинисто-сланцевая
 - карбонатно-терригенная - терригенная

МЕТАМОРФОГЕННО-ИНТРУЗИВНЫЕ И ИНТРУЗИВНЫЕ ОБРАЗОВАНИЯ

- альпийские гипербазиты - прочие габброиды
вне масштаба карты - граниты

РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ

ДОМЕЗОЙСКИЕ
 - главные зоны фронтальных
разрывов подвижного пояса
(в т.ч. надвигов и взбросов)
 - основные зоны разрывов
внутри покровно-складчатых
систем
 - прочие разрывы

МЕЗОZOЙСКИЕ
 - триасовые рифтогенные разрывы
ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗРЫВОВ
 - разрывы с надвиговой
составляющей
 - зоны раннетриасовой
деструкции земной коры
(континентальные рифты)

ТЕКТОНИЧЕСКИЕ МЕГАКОМПЛЕКСЫ ГЕРЦИНСКИЙ

(девонско-пермский)

а б а-доорогенный, б-орогенный

17 СТРУКТУРНЫЕ ЗОНЫ ПОКРОВНО-СКЛАДЧАТЫХ СИСТЕМ ГЕРЦИНСКАЯ СИСТЕМА

Зоны
17. Сенькинско-Варьеганская
18. Верхневасюганская
21. Межовская
ТРИАСОВЫЕ РИФТЫ
61. Колтогорско-Уренгойский
64. Усть-Тымский
65. Чузыкский

- участок работ

Рисунок 5. Фрагмент тектонической схемы фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова, ФГУП СНИИГГиМС, 2000 г.)

На рассматриваемой территории бурением вскрыты раннетриасовые и палеозойские образования. Осадочно-вулканогенные породы триаса залегают под мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом на значительной части рассматриваемого региона. Палеозойские структурно-формационные комплексы имеют возраст от ордовика до среднего карбона, по составу они терригенные, карбонатные, кремнистые, вулканогенные, насыщены интрузивами позднего палеозоя, в основном кислого состава.

Широко развиты разрывные дислокации. Преобладающая ориентировка складчатых и разрывных структур – северо-восточная и северо-западная.

Триасовые грабен-рифты, которые являются частью Арктико-Северо-Атлантической рифтовой мегасистемы раннего мезозоя [15], выполнены осадочно-вулканогенным комплексом основного состава, причем вулканиты в разрезе преобладают. Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт является крупнейшей стержневой рифтовой зоной в домезозойском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. Рифтовая зона простирается почти меридионально от г. Омска и пересекает всю Западно-Сибирскую геосинеклизу. На юге этот рифт и обрамляющие его Верхневасюганский, Усть-Тымский, Чузиковский и ряд других более мелких грабен-рифтов, имеют однотипное отражение в потенциальных полях и в рельефе поверхности консолидированной коры. Преобладающее простирание грабен-рифтов северо-восточное.

Согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (Рис. 6) Майское месторождение расположено на стыке двух структур первого порядка – Тарского мегавала и Нюрольской мегавпадины, что отражается на морфологии структурных поверхностей – в региональном масштабе наблюдается погружение с юго-востока в северном, северо-западном и западном направлениях. В пределах отчетного участка абсолютные отметки отражающего горизонта «Ф₂» (кровля фундамента) изменяются в пределах -2860÷-3260 м.

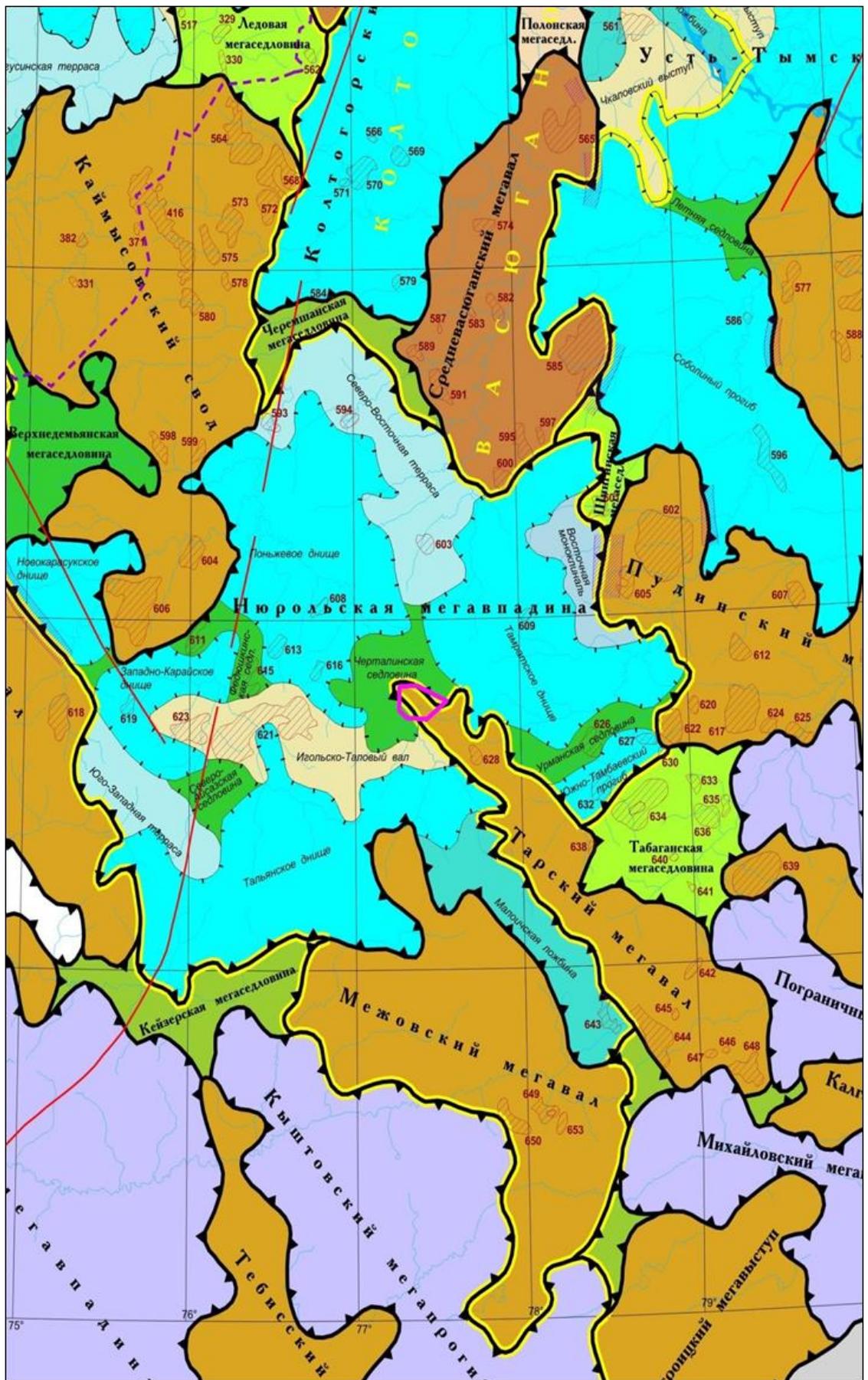


Рис. 6. Фрагмент «Тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты» (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.)

Условные обозначения к рисунку 6:



Наиболее высокие отметки связаны с куполом Майского локального поднятия, оконтуренным в центральной части участка изогипсой -3020 м и окруженным с трех сторон тектоническими нарушениями. Амплитуда его составляет около 160 м. В восточной части участка выделяется Восточно-Майская структура по изогипсе -3040 м высотой до 80 м, в южной части выделяется Среднемайское л.п (рис. 7).

По вышележащему отражающему горизонту «Б» (рис. 8) сохраняются основные поднятия, за исключением Восточно-Майского л.п. Структура сглаживается, становится

менее изрезанной за счет заполнения прогибов осадками. Наиболее высокие абсолютные отметки (до -2490 м)

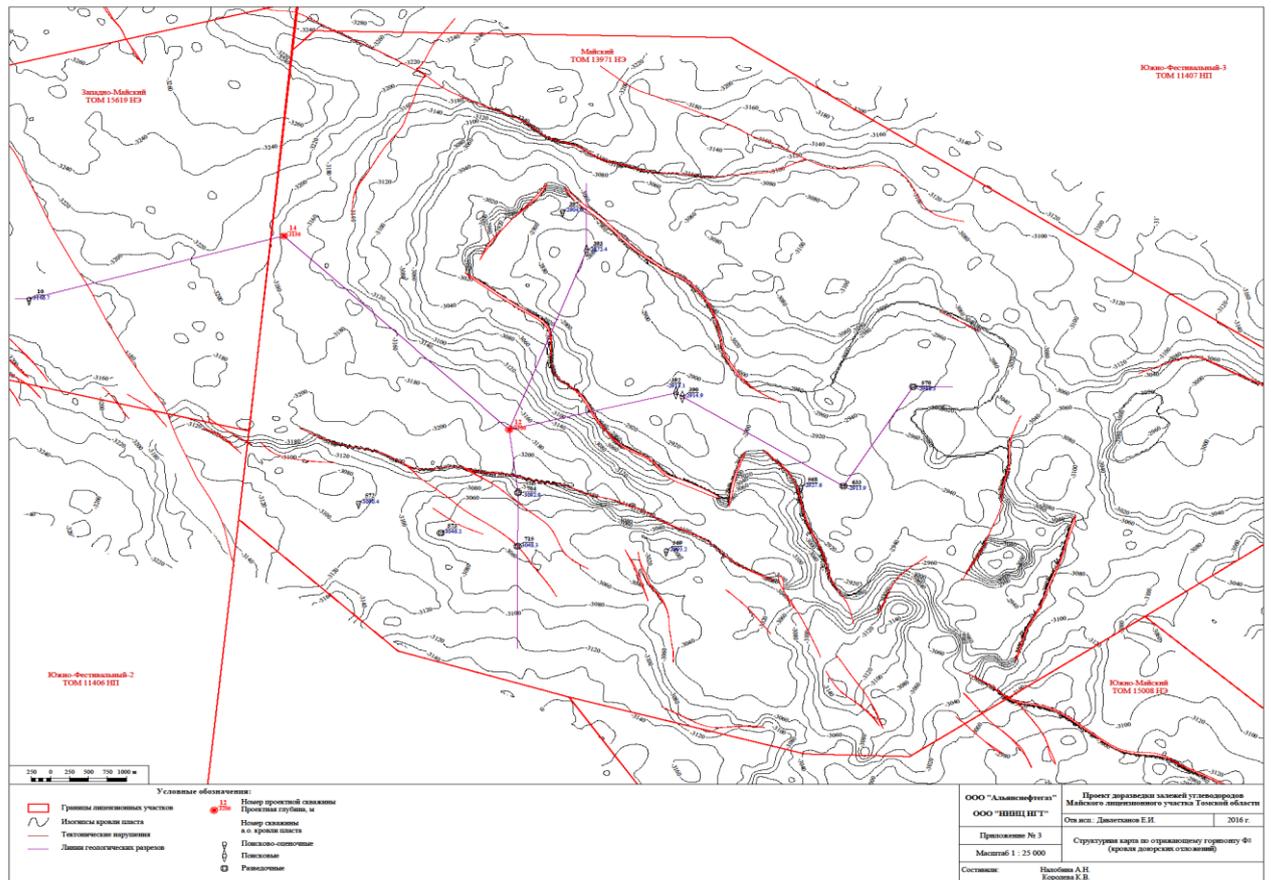


Рисунок 7. Структурная карта по отражающему горизонту Ф₂
 (кровля доюрских отложений).

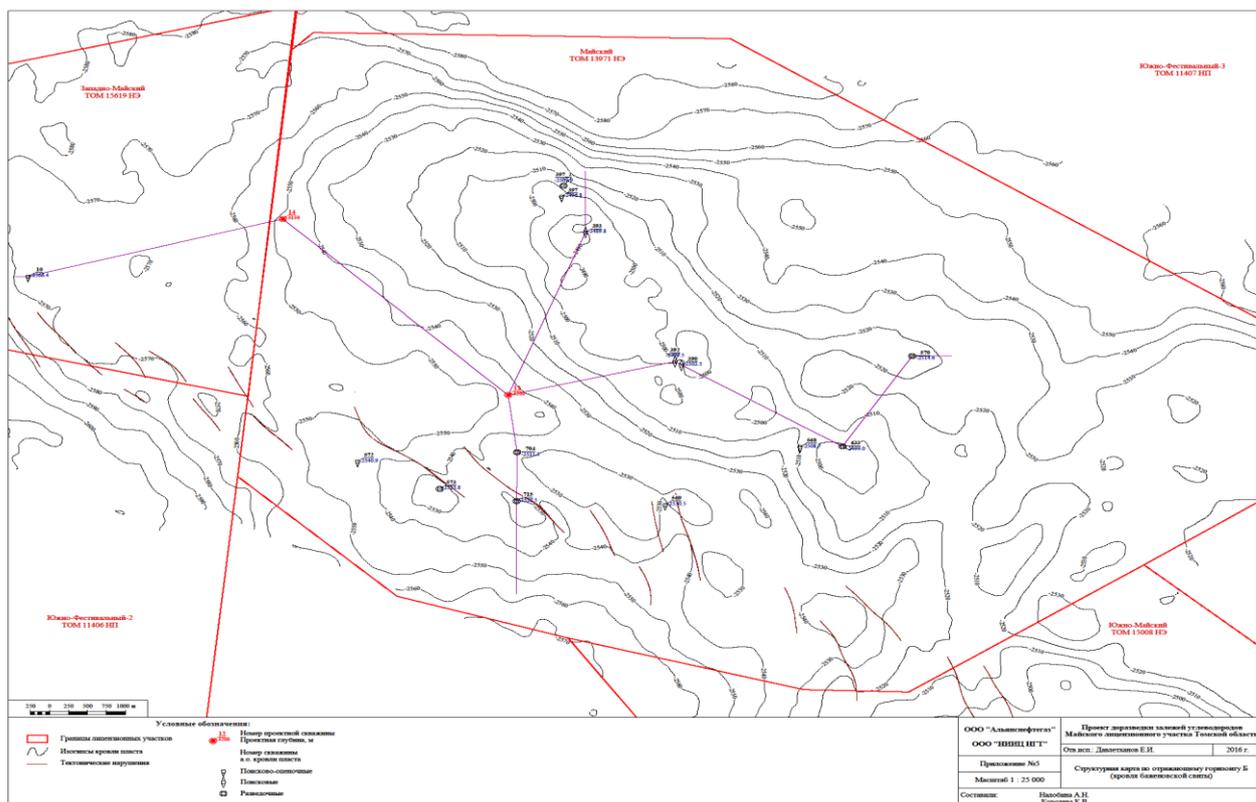


Рис. 8. Структурная карта по отражающему горизонту Б (кровля баж. свиты)

приурочены к центральной части участка, понижаясь в северном, западном и южном направлениях до $-2570 \div -2590$ м.

Структурный план по сейсмическому горизонту IV (кровля кузнецовской свиты) представляет собой моноклиналь северо-западного направления, с абсолютными отметками от -530 до -580 м.

2.3 Нефтегазоносность

В нефтегазоносном отношении Майское месторождение расположено в Межовском нефтегазоносном районе (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО) на границе с Нюрольским НГР Каймысовской НГО (Рисунок 9).

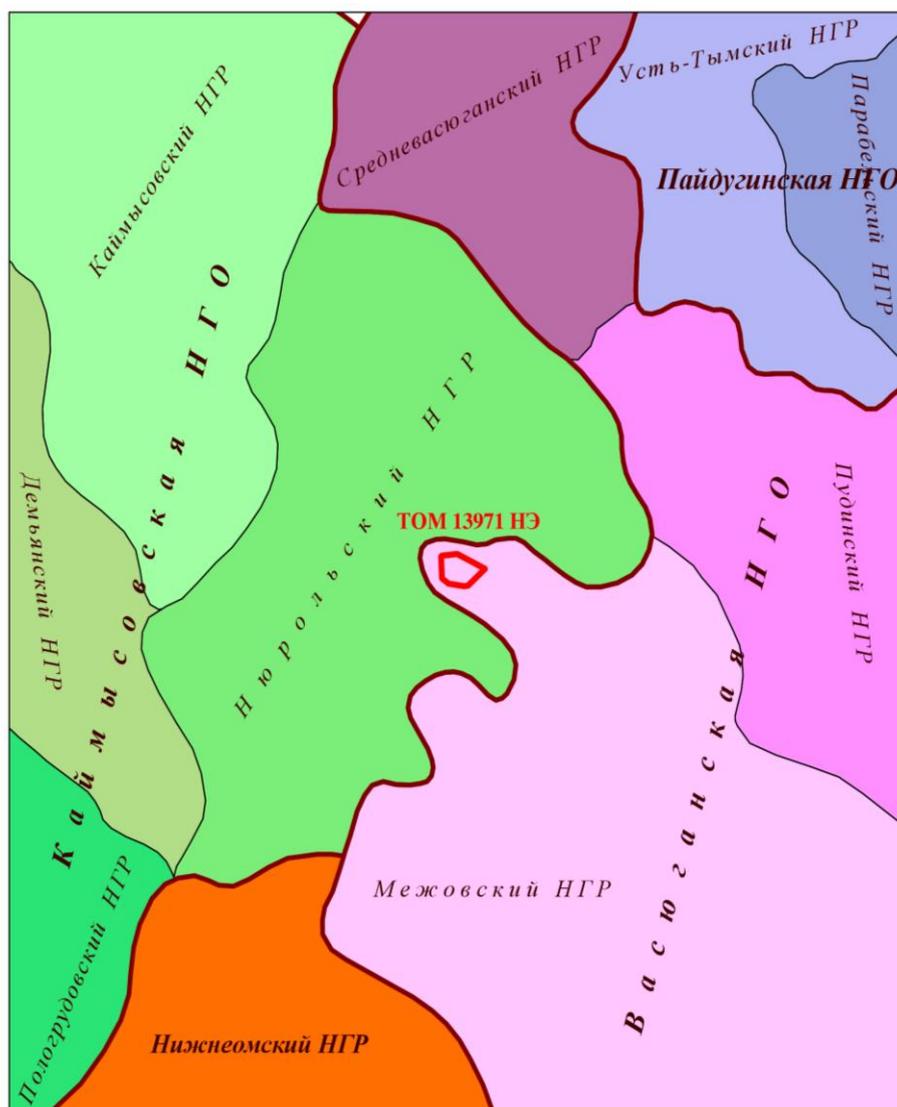


Рисунок 9. Майское месторождение в схеме нефтегеологического районирования

Промышленная нефтеносность в пределах Майской группы месторождений приурочена к отложениям средней (пласты Ю₁₄₋₁₅, Ю₁₃, Ю₁₂ и Ю₁₁ рисунок 10) и верхней (пласты Ю₁³⁻⁴ и Ю₁^М рисунок 11) юры. Доюрский комплекс и меловые отложения характеризуются невысокой перспективностью.

Продуктивные отложения пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ на рассматриваемой территории представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых, с прослоями галечников, алевролитов и аргиллитов. Пласты разделены маломощной (от 1.1 до 6.6 м, в среднем – 3.5 м) перемычкой глинисто-алевритового состава. В силу малой мощности данная перемычка не обеспечивает надежной гидродинамической изоляции данных пластов, в связи с чем авторами подсчета

запасов [40] пласты Ю₁₄ и Ю₁₅ приняты в качестве единого продуктивного объекта Ю₁₄₋₁₅ для всех месторождений группы, за исключением Западно-Майского.

Залежь *пласта Ю₁₄₋₁₅* Майского месторождения пластово-сводовая с элементами тектонического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. В качестве границы раздела нефть – вода в подсчете запасов [40] принята наклонная поверхность, залегающая в интервале абсолютных отметок от -2894.4 м в северо-западной части месторождения до -2904.2 м в его юго-восточной части. Размеры залежи – 11.0х2.2 км, амплитуда – 72 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются в пределах 14÷39.8 м, в среднем по залежи составляя 19.6 м. Средняя пористость коллекторов принята на уровне 0.12 доли ед., нефтенасыщенность – 0.48÷0.51 доли ед. (по зонам и категориям).

На Среднемайском месторождении в отложениях *пласта Ю₁₄₋₁₅* выделено две залежи (в р-не скв. 572 и в р-не скважин 573, 569), которые разделены тектоническим нарушением. Тип коллектора-терригенный. По залежи в р-не скв.572 ВНК принят на абс.отм. -2940.8 м, площадь залежи – 6.3 км², линейные размеры – 2.3х3.0 км, амплитуда – 48 м. По залежи в р-не скв.573 ВНК принят на абс.отм.- 2926.6 м, площадь залежи – 11.2 км², линейные размеры – 5.8х2.1 км,

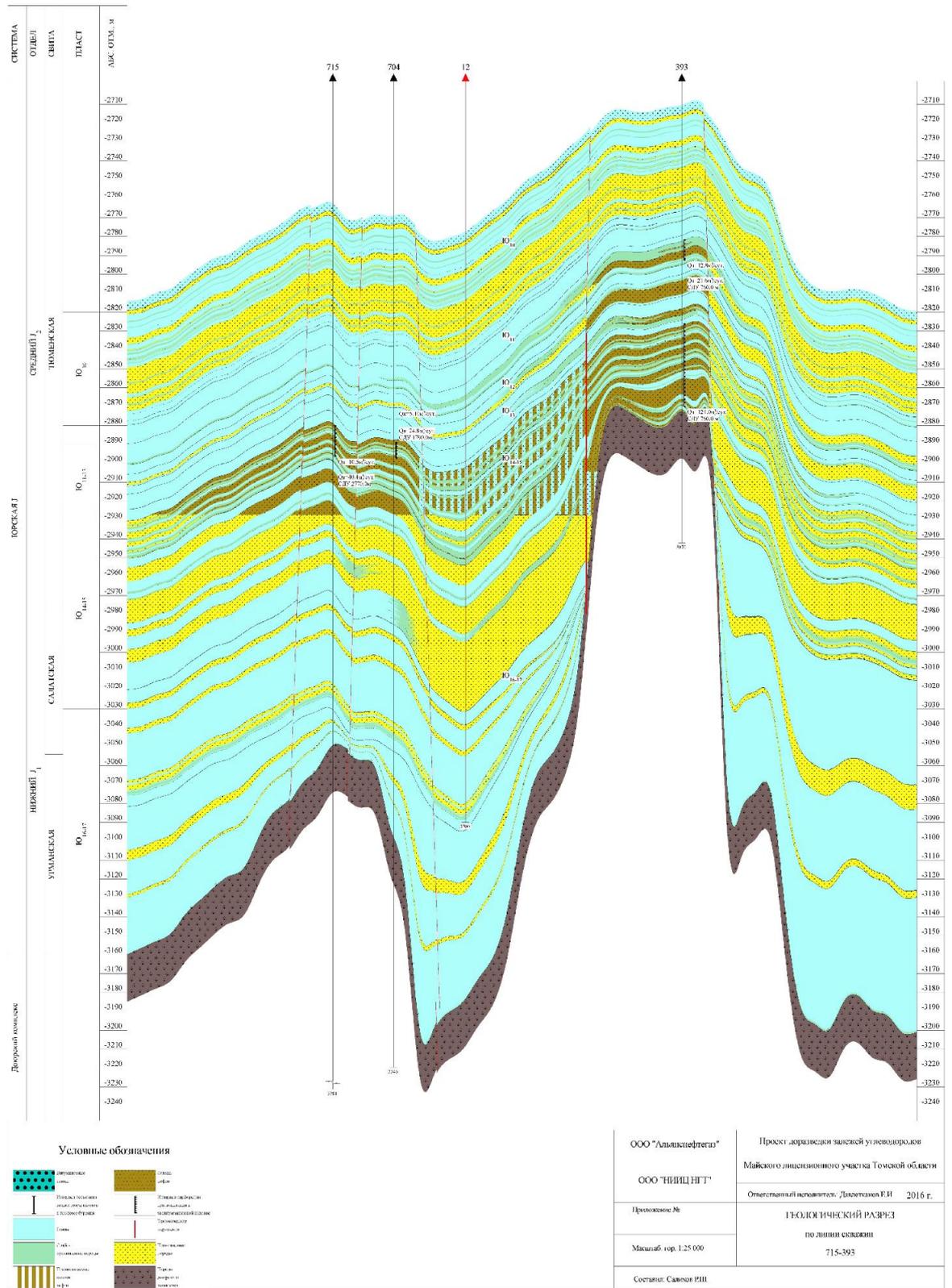


Рисунок 10. Геологический профиль по линии скважин 715-724-12-393.

амплитуда – 56 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 12.2 до 36.6 м, пористость коллекторов составляет 0.12-0.13 доли ед., нефтенасыщенность – 0.44÷0.50 доли ед. (по зонам и категориям).

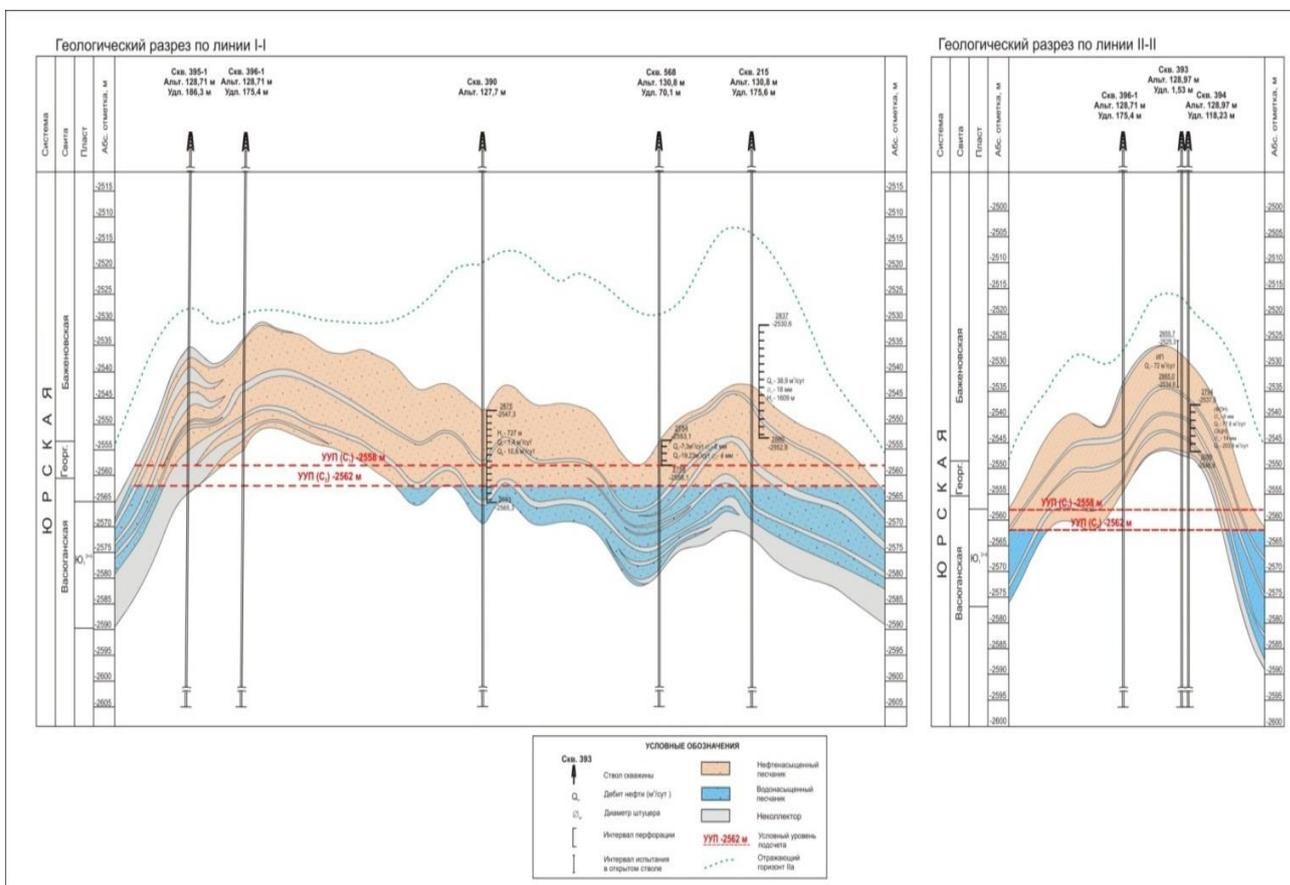


Рисунок 11 Геологические профили по линиям I-I и II-II

Продуктивные отложения *пласта Ю₁₃* Майского месторождения представлены неравномерным чередованием песчаников разной зернистости с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 4.0 (скв. 611) до 12.6 (скв. 590) метров. Залежь пластово-сводовая с элементами тектонического и литологического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. Площадь залежи составляет 6.4 км², размеры – 4.7x1.6 км при высоте 28 м. Условный уровень подсчета запасов (УУП) принят на отметке - 2843.4 м по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скважине 392. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах

1.1÷7.8 м, в среднем по залежи – 2.75 м. Средняя пористость коллекторов составляет 0.12-0.13 доли ед., нефтенасыщенность – 0.44÷0.49 доли ед. (по зонам и категориям).

Продуктивные отложения *пласта Ю₁₂* Майского месторождения представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 7.0 до 12.0 м.

Залежь пластово-сводовая с элементами тектонического и литологического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. Площадь залежи составляет 15.7 км², размеры – 9.7х2.1км, при высоте 44 м. Тип коллекторов – терригенный. В качестве границы раздела нефть-вода условно принята абсолютная отметка - 2844.7 м, соответствующая подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скв.228. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 1.0 до 7.0 м (в среднем – 3.0 м), пористость коллекторов составляет 0.10÷0.13 доли ед., нефтенасыщенность – 0.45÷0.58 доли ед. (по зонам и категориям).

Продуктивные отложения *пласта Ю₁₁* Майского месторождения представлены неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласт экранирован глинисто-алевритовой пачкой мощностью от 2.5 (скв. 634) до 8.1 м (скв. 511).

Залежь пластовая сводовая с элементами тектонического и литологического ограничения. Тип коллекторов – терригенный. Площадь залежи составляет 5.5 км², размеры – 4.9х1.4км, амплитуда залежи - 30 м. В качестве границы раздела нефть – вода условно принята абс. отм. - 2812.5 м, соответствующая подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 698. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах 1.0÷7.0 м, в среднем по залежи – 3.4 м. Средняя пористость коллекторов составляет 0.11÷0.13 доли ед., нефтенасыщенность – 0.48÷0.58 доли ед. (по зонам и категориям).

Залежь *пласта Ю₁³⁻⁴* Майского месторождения пластово-сводовая, тектонически экранированная. Тип коллекторов – терригенный. В качестве границы раздела нефть – вода принята наклонная поверхность, залегающая в интервале абсолютных отметок от -2538.0 м в северо-западной части месторождения до -2564.0 м в юго-восточной части. Площадь залежи составляет 16.7 км², размеры – 9.6×1.9 км, а высота – 21 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется в пределах 1.8÷12.6 м, в среднем по залежи – 6.9 м.

Средняя пористость коллекторов составляет $0.15 \div 0.17$ доли ед., нефтенасыщенность – $0.52 \div 0.54$ доли ед. (по зонам и категориям).

На Среднемайском месторождении в *пласте Ю₁³⁻⁴* выделено три залежи массивного типа, частично тектонически экранированных. Эффективные нефтенасыщенные толщины по скважинам составляют $1.0 \div 4.8$ м, пористость – $0.16-0.17$ доли ед., нефтенасыщенность – $0.47 \div 0.50$ доли ед. (по залежам).

ВНК по залежи в р-не скв.572 принят на абс.отм. - 2584.7 м. Площадь залежи составляет 0.9 км^2 , размеры – 0.6×2.0 км, а высота – 10 м.

ВНК по залежи в р-не скв.573 принят на абс.отм. -2567.0. Площадь залежи составляет 0.5 км^2 , размеры – 0.9×0.6 км, а высота – 9 м.

ВНК по залежи в р-не скв.569 принят на абс.отм. -2571.2. Площадь залежи составляет 0.3 км^2 , размеры – 0.5×0.9 км, а высота – 3 м.

В отложениях *пласта Ю₁^M* Майского месторождения выделена одна пластово-сводовая залежь нефти с элементами тектонического и литологического ограничения. В качестве границы раздела нефть – вода принята наклонная поверхность, залегающая в интервале абсолютных отметок от - 2542.5 м в северо-западной части до - 2557.5 м в юго-восточной части. Площадь залежи составляет 6.3 км^2 , размеры – 9.7×2.1 км, высота – 44 м. Нефтенасыщенные толщины по скважинам изменяются от 3.5 до 8.9 м (в среднем – 3.8 м), пористость коллекторов составляет $0.15-0.16$ доли ед., нефтенасыщенность – $0.47 \div 0.54$ доли ед. (по зонам насыщения).

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Петрофизические характеристики коллекторов изучались отдельно для двух групп продуктивных пластов в соответствии с их литологическими особенностями и стратиграфической принадлежностью:

группа I - пласты васюганской свиты ($Ю_1^M - Ю_1^{3-4}$),

группа II-пласты тюменской свиты ($Ю_{11} - Ю_{15}$).

Вскрытый разрез группы Майских месторождений представлен породами фундамента (палеозой), корой выветривания и вышележащим продуктивным осадочным комплексом,

включающим юрские и меловые отложения. Размещение залежей по разрезу контролируется наличием в разрезе глинистых покрывок, способных удерживать скопления углеводородов.

Верхнеюрские отложения (Ю₁)

Песчаник светло-серый, крупнозернистый, крепко сцементированный; Однородный или чередующийся со слоями алеврита, алевролита, аргиллита или с волнистослоистыми прослоями угля (мощностью от доли до 0,5 см) и глинистого материала. Встречены включения пирита, реже сидерита, вертикальные трещины, залеченные карбонатом.

Пласт Ю₁³⁻⁴ делится на два литотипа, связанных с песчаными отложениями с ненарушенными фильтрационными свойствами (преобладают в кровельной части) и песчаными отложениями с пониженной за счет развития процессов сидеритизации проницаемостью. При этом последние развиты преимущественно в подошвенной части пласта.

Среднее значение проницаемости по кровельной части пласта Ю₁³⁻⁴ составило 9,85 мД и изменяется от 0,08 до 61,84 мД; для подошвенной части пласта Ю₁³⁻⁴ средняя проницаемость составляет 0,76 мД и изменяется от 0,18 до 1,67 мД.

Средне-нижнеюрские отложения (Ю₁₁₋₁₅)

Песчаники, конгломераты, гравий, алевролиты, алевриты и глинисто-углистый материал с вкраплениями сидерита, реже пирита. Встречается уголь черный, с антрацитовым блеском, сидеритизированный углистый детрит. В ряде случаев количество углистых прослоев возрастает до 50% к общему составу слоя.

Среднее значение проницаемости пласта Ю₁₄₋₁₅ составило 0,91 мД и изменяется от 0,08 до 5,86 мД. Открытая пористость коллектора варьирует в пределах 0,074 – 0,13 д.ед., и в среднем составляет 0,103 д.ед.

Основные петрофизические взаимосвязи

Изменение физических свойств коллекторов с глубиной имеет характер закономерного тренда, обусловленного уплотнением пород и их постседиментационными преобразованиями, в ходе погружения и под влиянием процессов минералообразования.

Характерным для этих процессов является изменение с глубиной пористости (рис. 12) (уменьшается максимальная пористость коллекторов) и проницаемости (рис. 13) (также уменьшается максимальная проницаемость) и появление тяжелых минералов

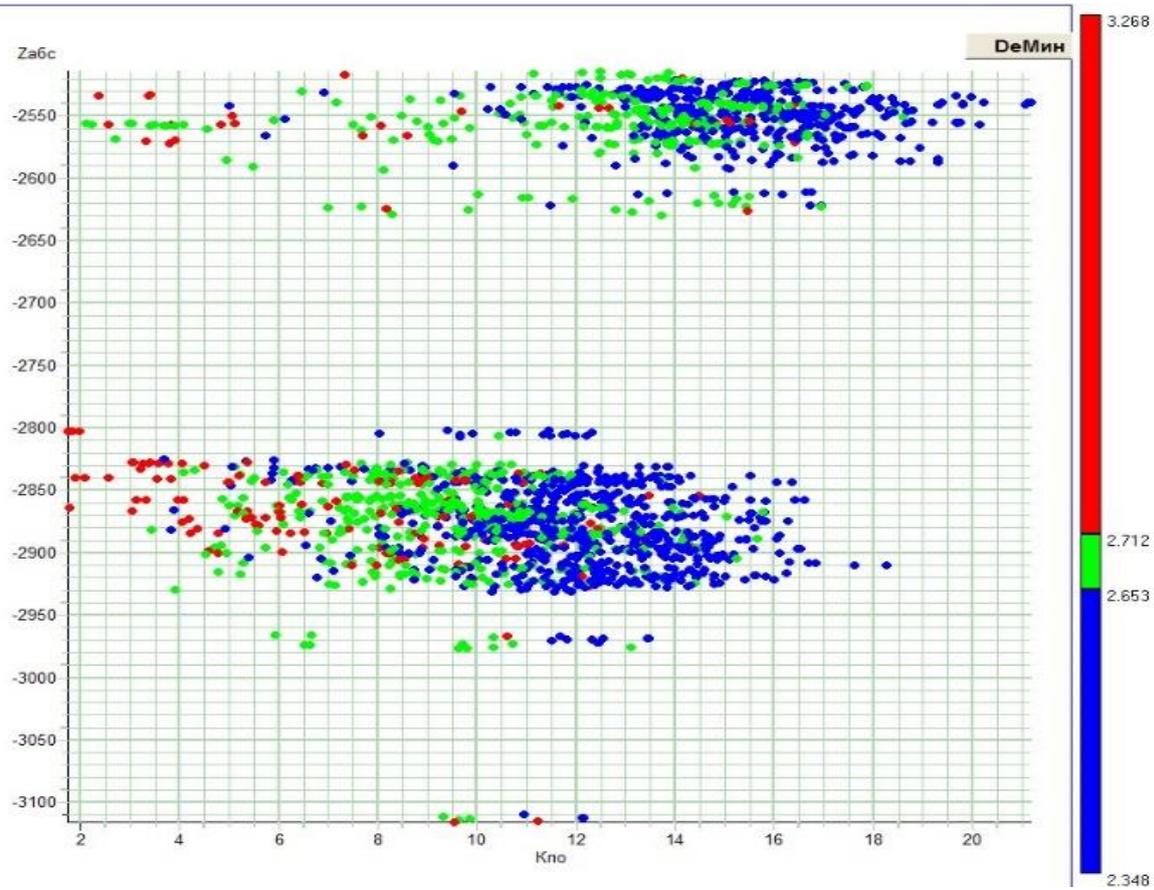


Рисунок 12. Изменение пористости пород по воде с глубиной (цветокодирование по минералогической плотности скелета).

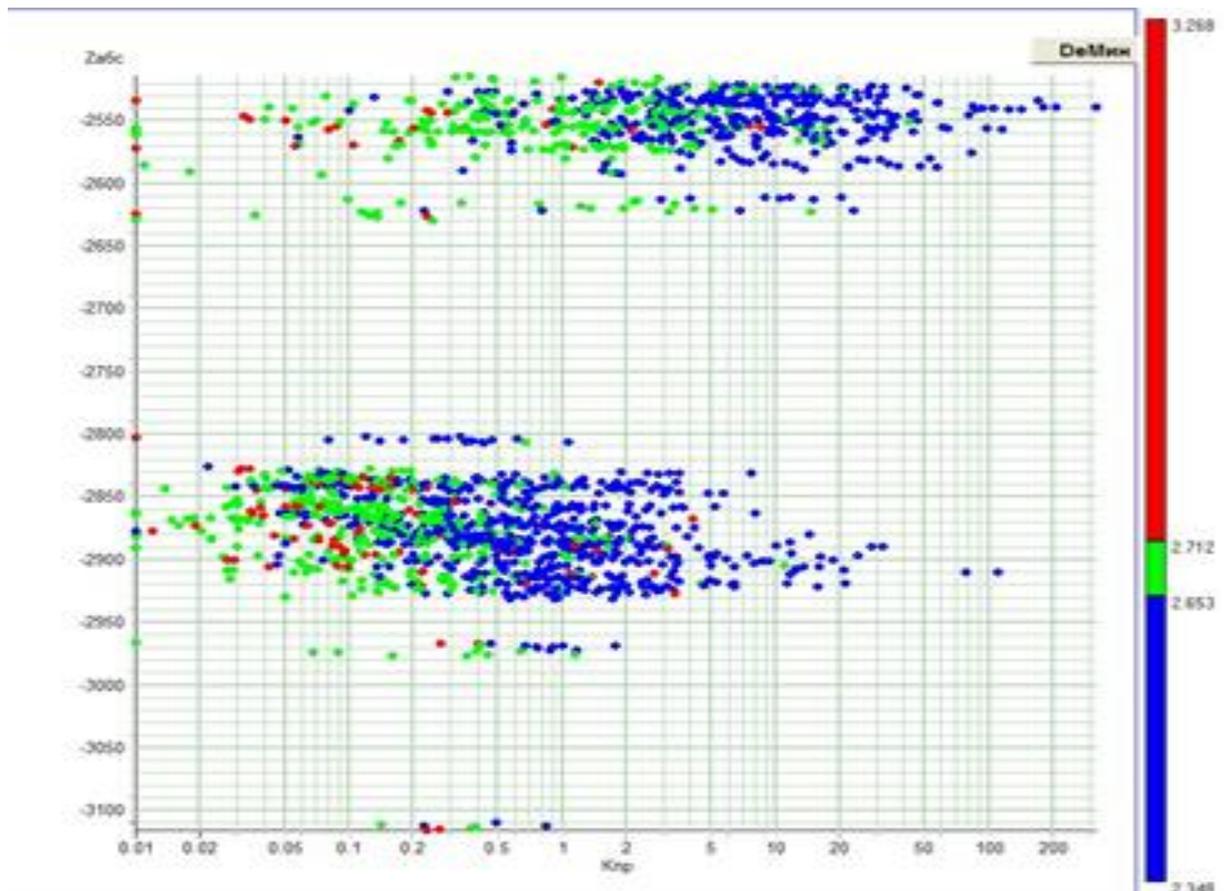
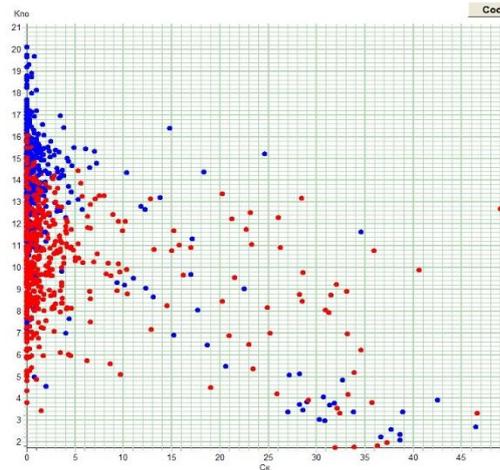


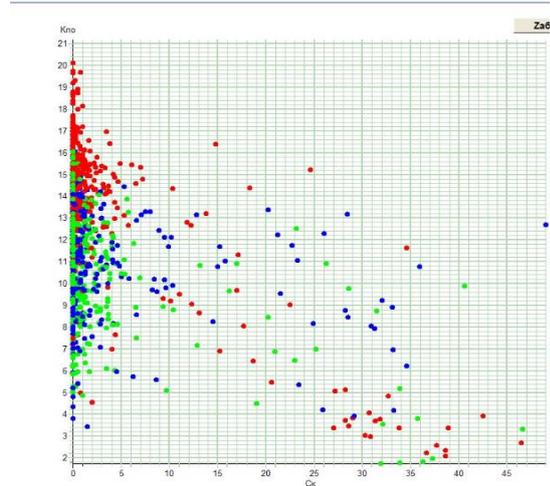
Рисунок 13. Изменение проницаемости (по Клинкенбергу) пород с глубиной (цветокодирование по стратиграфии пласта).

Гранулометрический анализ по данному объекту проводился ограниченно и его результаты (глинистость повсеместно отсутствует или менее 5%) противоречат данным как макроописания пород (которое охарактеризовывает породы как глинистые, так и данным анализа шлифов).

В отсутствии данных глинистости пористость можно оценивать по глубине залегания и карбонатности. Такие оценки оказались значимо зашумленными, что иллюстрируется рисунком 14.



цветокодирование по стратиграфии



цветокодирование по глубине залегания пород

Рис. 14 Корреляционное поле взаимосвязи пористости с карбонатностью.

Отдельным элементом изучения петрофизических особенностей месторождения явилось изучение взаимосвязи пористости и плотности пород. Традиционное корреляционное поле пористость-плотность оказалось нетипичным. Оно носит веерообразный характер, причем веер заметно расходится с падением пористости и практически не затрагивает лучшие коллекторы, а значения плотности оказываются выше плотности известняка (Рис. 15). При этом повышенные значения минералогической плотности начинаются уже с пористости в 0.14 и ниже, захватывая часть области плохих коллекторов.

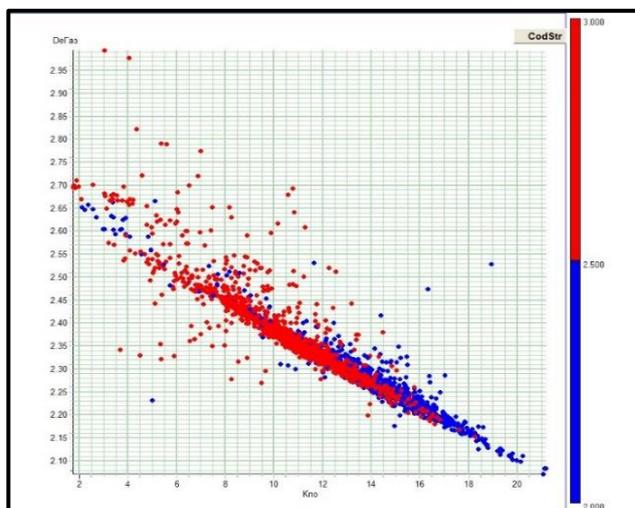


Рис. 15 Корреляционное поле взаимосвязи пористости (по воде) с плотностью пород (цветокодирование по стратиграфии пласта).

Анализ показывает, что наибольшее и значимо влияющее на плотность пород содержание тяжелых минералов получает по данным анализов керна распространение в пласте тюменской свиты.

Выявленный фактор наличия карбонатов и тяжелых минералов сказывается также и на скорости пробега продольных волн в атмосферных условиях (Рис. 16). В этом случае корреляционное поле довольно естественно расслаивается на области с разной минералогической плотностью.

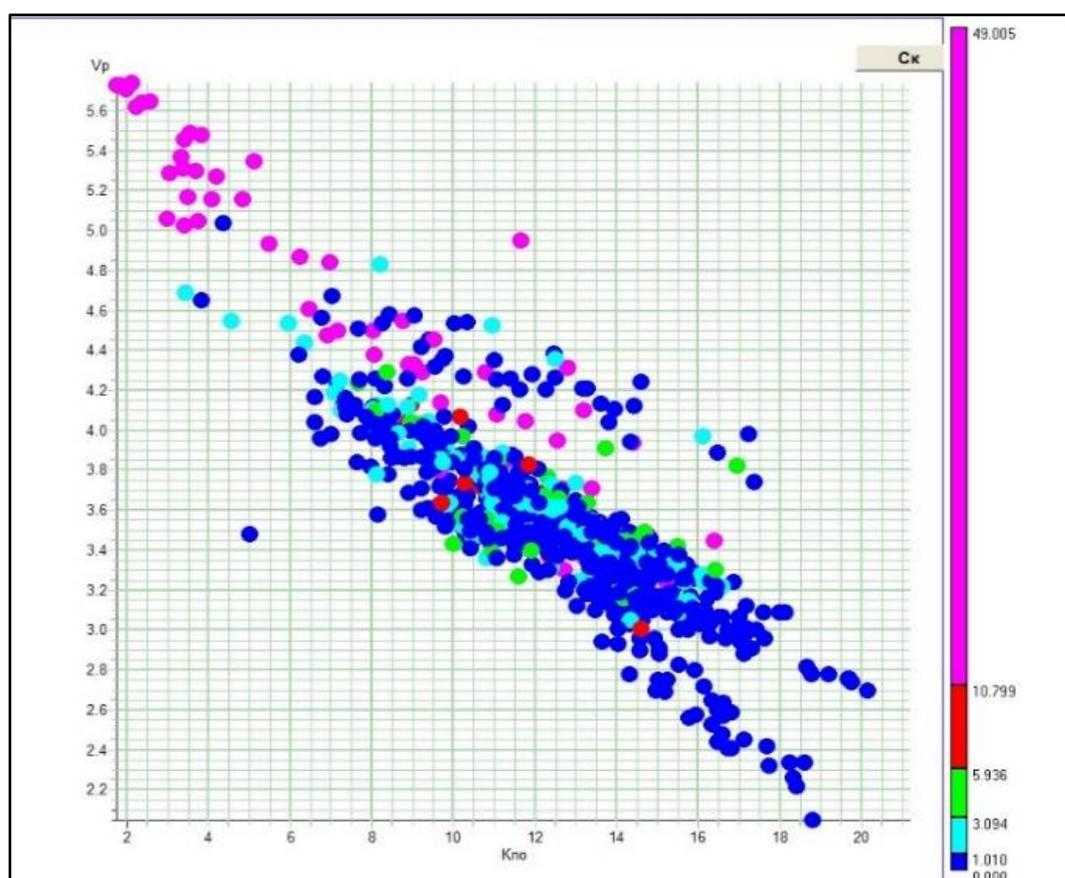


Рисунок 16. Корреляционное поле взаимосвязи пористости (по воде) со скоростью пробега продольных волн (цветокодирование по карбонатности пород)

Влияние карбонатности на ряд свойств заставляет рассмотреть ее влияние на связь плотности и скорости продольных волн (рис. 17) и изменчивость связи пористости и скорости продольных волн со стратиграфией (рис.18).

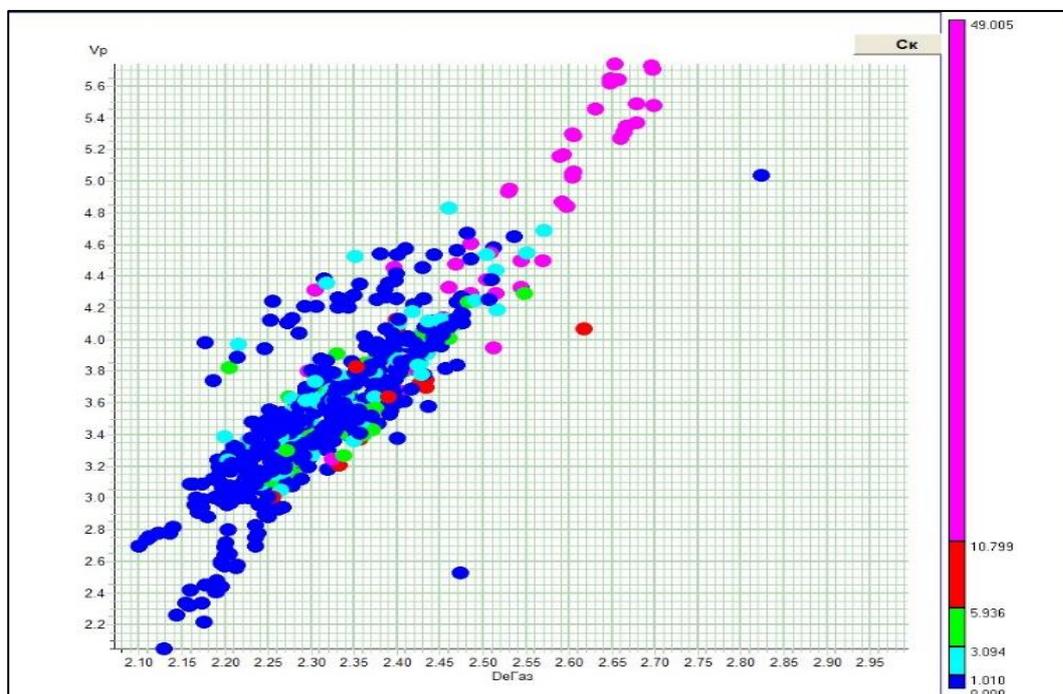


Рис. 17 Корреляционное поле взаимосвязи плотности со скоростью пробега продольных волн (цветокодирование по карбонатности).

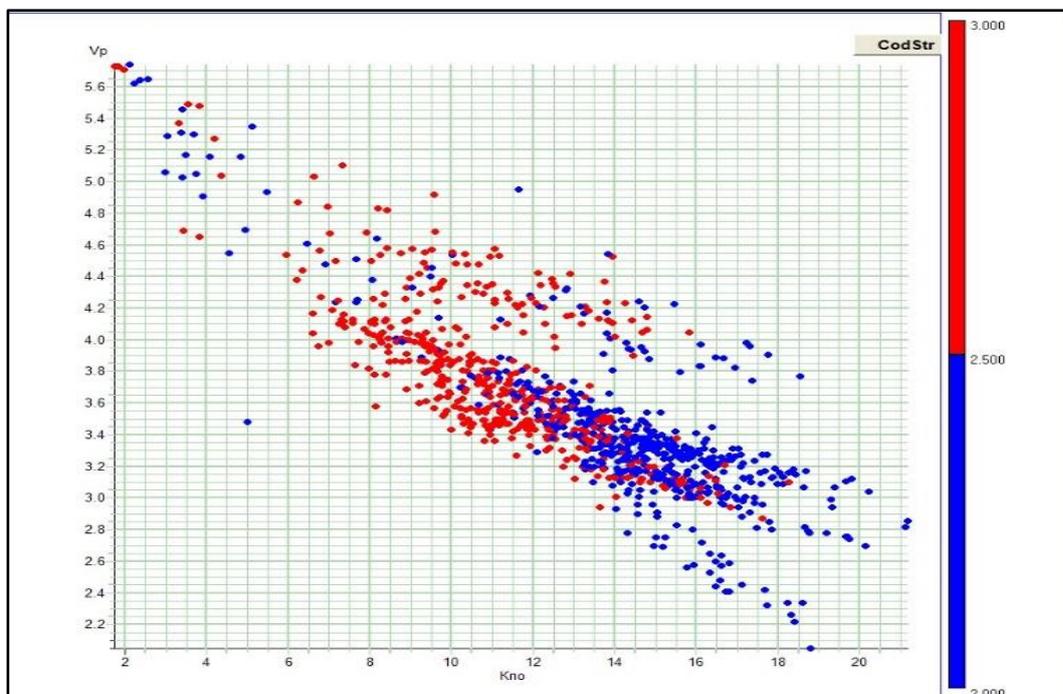


Рис. 18 Корреляционное поле взаимосвязи пористости (по воде) со скоростью пробега продольных волн (цветокодирование по стратиграфии).

1. Анализ физических свойств изучаемых отложений показал, что в них существенное влияние на формирование фильтрационно-емкостных свойств пород оказывает наличие глинистого и карбонатного цемента.
2. Учет наличия глинистого и карбонатного цемента потенциально позволяет значительно повысить точность регрессионных уравнений для оценки физических свойств в лабораторных условиях на образцах керна.
3. Анализ изучаемых отложений показал, что по данным керна в коллекторах, имеющих низкие ФЕС, влияние на плотность и скорость упругих волн оказывает наличие тяжелых минералов.
4. Материалы данного раздела свидетельствуют о том, что использование расширенного комплекса методов каротажа (включая плотностной и акустический) дает потенциальную возможность повысить точность определения ФЕС.
5. Для применяемого повсеместно в условиях Майского месторождения ограниченного комплекса методов каротажа при решении задач выдачи оперативных заключений и подсчета запасов рекомендуется использование усредненных зависимостей.

2.5. Сейсмологическая характеристика

В разрезе осадочного чехла Западной Сибири выделяется серия сейсмогеологических комплексов, отображающих горные породы, характеризующиеся различными условиями накопления осадков (рисунок 19). Кровлей этих комплексов служат трансгрессивные глинистые пачки, выдержанные по территории и обладающие аномально низкими (относительно вмещающих пород) акустическими характеристиками. Они являются отражающими сейсмическими горизонтами — сейсмическими реперами, которые позволяют выделять на временных сейсмических разрезах сейсмогеологические комплексы, по объему соответствующие осадочным и нефтегазоперспективным мегакомплексам.

Характеристика отражающих горизонтов

Отражающий горизонт А приурочен к подошве осадочного чехла. Изменчивость литологического состава и акустических свойств горных пород, слагающих доюрское основание и перекрывающих его разновозрастных толщ, а также обилие разрывных нарушений, секущих эту поверхность, отрицательно влияют на устойчивость волнового поля. Отражающий горизонт А характеризуется динамической неоднородностью и носит прерывистый характер. Надежная корреляция этого горизонта требует, по возможности, большей опоры на результаты глубокого бурения. Несколько выше горизонта А внутри триас-юрского сейсмогеологического комплекса развит горизонт Ia, приуроченный к подошве юры и, соответственно, к кровле терригенного триаса.

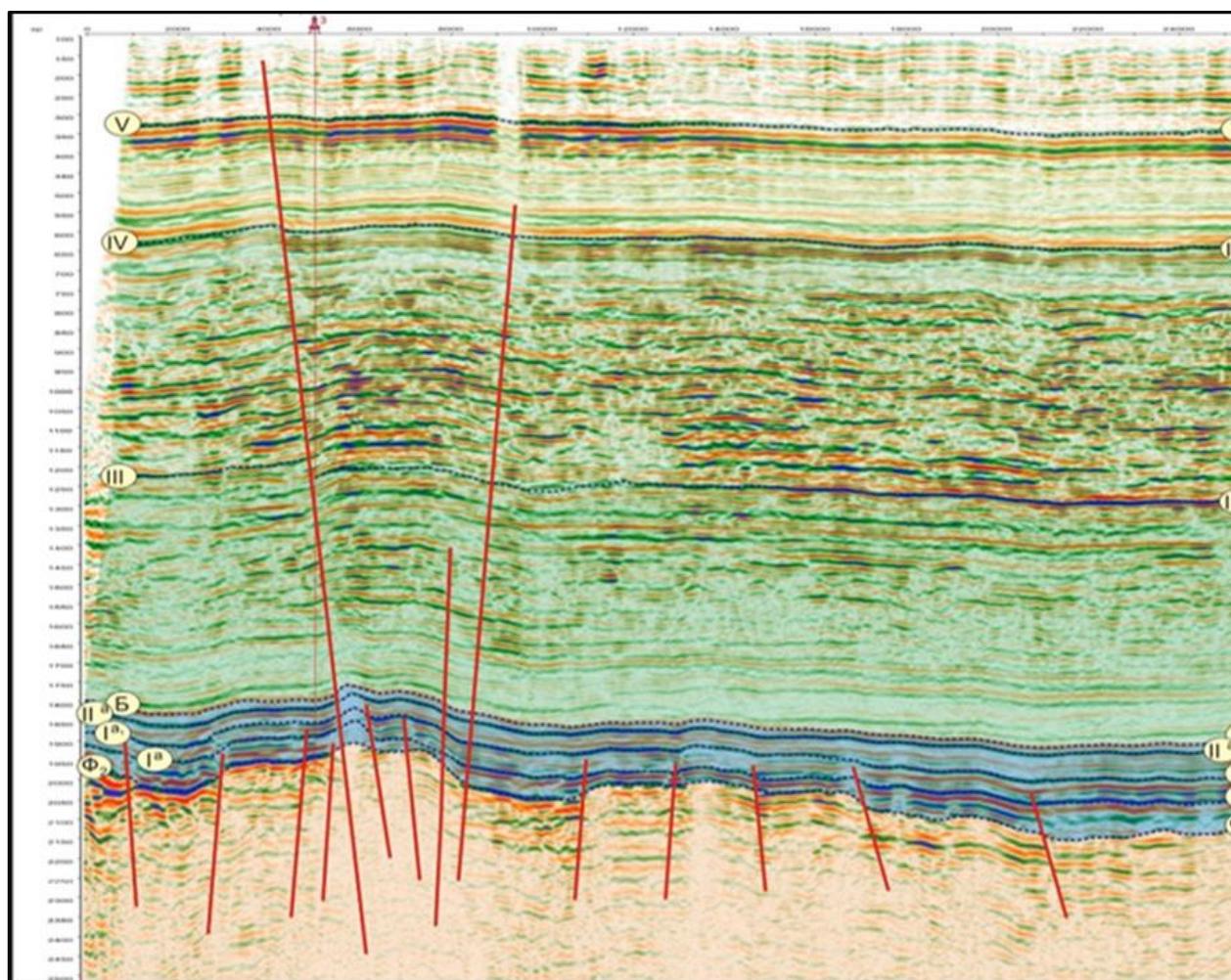


Рисунок 19. Сейсмогеологический разрез.

Отражающий горизонт Б сформирован в кровле баженовской свиты. Аномальность акустических свойств, выдержанность толщины свиты на значительных территориях,

характеризуют отражающий горизонт Б высоким энергетическим уровнем, динамической выразительностью, надежным сейсмическим репером на территории Западной Сибири.

Отражающий горизонт М, приуроченный к кровле киялинской свиты (нижний мел, апт), является наименее устойчивым среди постюрских реперных горизонтов. Энергетическая выразительность горизонта существенно меняется по площади, при этом в ряде случаев происходит перераспределение энергии между различными фазами волнового пакета – фазы, имеющие наибольшие амплитуды в одной части площади, теряют энергетическую выразительность в другой, и наоборот. Несмотря на это, и в региональном плане, и на локальных площадях этот горизонт довольно надежно прослеживается по сейсмическим данным.

Отражающий горизонт Г, сформированный на подошве глинистой пачки кузнецовской свиты (кровля сеномана), наряду с горизонтом Б, является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в мезозойско-кайнозойском разрезе Западной Сибири. Горизонт, как правило, обладает высоким энергетическим уровнем и легко поддается корреляции.

Отражающий горизонт С приурочен к кровле ганькинской свиты (верхний мел, маастрихт), залегающей в кровле мела. Горизонт обладает высоким энергетическим уровнем и однозначно прослеживается на временных сейсмических разрезах.

Наличие опорных сейсмических реперов позволяет выделить в разрезе мезозойско-кайнозойского осадочного чехла пять сейсмогеологических мегакомплексов, по объему соответствующих осадочным комплексам — триас-юрский, берриас-нижнеаптский, апт-альб-сеноманский, турон-маастрихтский и кайнозойский.

В основании мезозойско-кайнозойского чехла выделяется триас-юрский мегакомплекс, который в пределах изучаемой территории контролируется отражающими горизонтами А в подошве и Б в кровле.

Баженовская свита является основной нефтепроизводящей толщей на территории Западно-Сибирского бассейна и одновременно выполняет роль регионального флюидоупора для залежей углеводородов в триас-юрском комплексе пород. В отложениях триаса и нижней-средней юры выделяются углисто-глинистые пачки, обогащенные органическим веществом, которые являются источником жирных газов и конденсатов.

Рассмотренные выше триас-юрский, берриас-нижнеаптский и апт-альб-сеноманский мегакомплексы являются основными нефтегазоносными комплексами на территории Западной Сибири. При этом с юрскими и берриас-нижнеаптскими резервуарами связаны преимущественно нефтяные месторождения, в апт-альб-сеноманских отложениях сконцентрированы газовые залежи.

Отложения верхов мела и кайнозоя, представленные турон-маастрихтским и кайнозойским мегакомплексами, в исследуемом районе интереса в отношении нефтегазоносности не представляют. В то же время геологические процессы, происходившие на этих этапах развития, оказали существенное влияние на нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

На территории группы Майских месторождений, в которую входят Майское, Среднемайское, Западно-Майское и Южно-Майское, продуктивными являются отложения верхней и нижней юры – пласты Ю₁^М, Ю₁³⁻⁴, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃, Ю₁₄₋₁₅.

При интерпретации результатов промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах группы Майских месторождений, решались следующие геолого-геофизические задачи:

- литологическое и стратиграфическое расчленения разреза;
- корреляция разреза с целью изучения строения продуктивных отложений;
- выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов;
- оценка характера насыщения;
- определение положения водонефтяных контактов по залежам.

Решение указанных задач базировалось на современном комплексе геофизических исследований скважин (ГИС) с привлечением геолого-промысловых данных (результатов опробования пластов, анализов керна и др.).

Комплекс, объем, интервалы и виды выполненных геофизических исследований

На участке работ пробурено 79 скважин: 4 поисковых, 6 поисково-оценочных, 6 разведочных и 63 эксплуатационных. Методика и техника проведения ГИС определялась задачами, стоящими перед поисково-разведочным и эксплуатационным бурением на площади, технологией проводки скважин, оснащённостью геофизических служб, скважинной и наземной измерительной аппаратурой. ГИС выполнялись согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований скважин (Москва, Недра, 1985 г.)». Выполненный комплекс ГИС включал общие и детальные исследования. Для количественной интерпретации использовались материалы хорошего и удовлетворительного качества

В скважинах группы Майских месторождений был выполнен следующий комплекс геофизических исследований:

- стандартный каротаж,
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- микрокаротаж (потенциал-зондом А0.05М и градиент-зондом А0.025М0.025N) и микрокавернометрия (МКВ);
- микробоковой каротаж (МБК);
- кавернометрия (КВ);
- индукционный каротаж (ИК);
- высокочастотный индукционный каротаж (ВИКИЗ);
- гамма-каротаж (ГК);

- нейтронный каротаж в двух зондовой модификации (НКТ);
- плотностной каротаж (ГГКп);
- акустический каротаж;
- резистивиметрия.

В эксплуатационных скважинах геофизические исследования выполнялись согласно комплексу методов, утвержденному приказом Министерства нефтяной промышленности № 341 от 06.06.1984 г. Эти комплексы, как правило, являются сокращенными и отличаются отсутствием микрометодов (микрозондирование, микробоковой каротаж и микрокавернометрия), а также акустического и плотностного каротажа.

Следует отметить, что бурение скважин на юрские пласты проводится в два этапа и, соответственно, исследования скважин проводятся также в два этапа, что зачастую приводит к различию объема и качества получаемых материалов ГИС в скважине. Применяемый комплекс, в основном, соответствует условиям терригенного разреза, вскрываемого на площади месторождения, и позволяет решать типовые геолого-промысловые и технические задачи. Общим недостатком комплекса является незначительная полнота методов пористости, связанная с малыми объемами исследований АК и ГГК-П, отсутствующими в обязательном комплексе для эксплуатационных скважин. Применение полимерных растворов с низким сопротивлением ограничивает возможности использования метода СП. Проведение нейтронного каротажа в колонне и неудовлетворительное эталонирование аппаратуры НК приводит к низкой эффективности комплекса, особенно в сложных частях разреза. Соответственно, в этих случаях недостаточно эффективно решаются задачи определения характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности пластов-коллекторов.

Стандартная электрометрия включает запись диаграмм подошвенным градиент-зондом А2.0М0.5N и потенциал-зондом N11М0.5А при благоприятных условиях (глинистый раствор) с одновременной регистрацией диаграммы собственных потенциалов (СП) в интервале от забоя до кондуктора скважины. Масштаб записи диаграмм КС – 2.5 Ом·м/см, а диаграммы СП – 12.5 мВ/см. Масштабы глубин: 1:500 в разведочных и 1:200 в эксплуатационных скважинах. Скорость записи 1800 – 2800 м/час. Запись СП проведена в 26 % скважин, ПЗ – в 30 % скважин.

Боковое каротажное зондирование выполнялось в продуктивных интервалах разреза (33% от общего фонда скважин) комплектом подошвенных градиент-зондов с АО = 0.45; 1.05; 2.25; 4.25 и 8.5 м и кровельным градиент-зондом с АО = 2.25 м. Запись диаграмм КС проводилась в масштабе 2.5 Ом*м/см. Скорость записи 1000÷3000 м/час, масштаб записи глубин – 1:200.

Микрозондирование в интервале детальных исследований БКЗ по 11% скважин выполнено микропотенциал-зондом А0.05М и микроградиент-зондом А0.025М0.025N (запись одновременная). Масштаб регистрации диаграмм – 2.5 Ом*м/см, масштаб глубин – 1:200. Скорость записи – 600 ÷ 1500 м/час.

Боковой каротаж выполнен в продуктивных интервалах разреза 36% скважин в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2.5 Ом·м/см, логарифмический модуль 6.25. Скорость регистрации 1300 – 3000 м /час.

Микробоковой каротаж проведен также в интервале продуктивных отложений в масштабе записи 2.5 Ом·м/см и в масштабе глубин 1:200. Скорость записи диаграмм 600-1800 м/час.

Индукционный каротаж выполнен в интервале продуктивных отложений в 27 % скважин. Масштаб записи 20 мСим/см, масштаб глубин 1:200 и 1:500. Записи проведены зондами 6Ф1, 4И1 или 4Ф0.75. Скорость записи 1500 – 2000 м/час (в масштабе глубин 1:500, скорость 1600-2000м/час).

Радиоактивный каротаж выполнялся по всему стволу 99% скважин в масштабе 1:500 и в интервале продуктивных отложений – в масштабе 1:200. Исследования выполнены преимущественно после обсадки скважин. Гамма-метод проведен, в основном, с использованием индикаторов NaJ(Tl). Масштаб записи 0.8 – 1 мкр.час/см. Нейтронный каротаж выполнен с использованием полониево-бериллиевых или плутониево-бериллиевых источников мощностью (1.0÷11.9) ·10⁶ н/с и индикаторов ЛДНМ. Масштаб записи кривых 0.1 ÷ 0.5 усл.ед./см. Скорость записи 100 ÷ 800 м/час (при $\tau = 6$ с) и 450 ÷ 700 м/ час (при $\tau = 3$ с).

Плотностной каротаж (ГГК-П) проведен в 24 % скважин в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 0.1 усл.ед./см, $\tau = 6$ сек. Применялся источник Cs137 и индикатор ФЭУ-74-А+NaJ(Tl). Скорость записи около 200 м/час.

Акустический каротаж выполнен в 36% скважин в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи временных кривых 50 мкс/см, а Δt 15 – 20 мкс/см. Скорость регистрации 900 – 1800 м/час.

Кавернометрия выполнялась в масштабе 1:500 по всему разрезу 18% скважин и в масштабе 1:200 – в интервале продуктивного разреза. Масштаб записи кавернограмм 2 см/см. Скорость записи 1000 – 2100 м/час (масштаб 1:500) и 1200 – 2400 м/час (масштаб 1:200).

Микрокавернометрия выполнена в 5 % скважин, исследованных микробоковым методом, в масштабе 1:200; масштаб записи диаграмм 2 см/см.

ВИКИЗ выполнялся в масштабе глубин 1:200. Скорость записи 1500 – 3000 м/час, данным методом охвачено 98 % скважин.

В целом, объем, и качество полученного по скважинам каротажного материала можно охарактеризовать как удовлетворительное и позволяющее, в целом, решить задачи как выделения коллекторов в изучаемых отложениях, так и количественной интерпретации данных ГИС. Однако важно отметить определенную ограниченность выполненного комплекса ГИС, которая в определенных случаях затрудняет интерпретацию полученных каротажных данных, а именно:

- малый объем записи микрометодов (в первую очередь данных микрозондирования) и кавернометрии;
- малый объем записи гамма-гамма плотностного каротажа по фонду скважин;
- применение высокоминерализованных буровых растворов по эксплуатационному фонду скважин, которые не позволяют в полном объеме использовать качественные признаки при выделении коллекторов (показания методов СП, МКЗ и кавернометрии);
- в некоторых скважинах применение комплексной интерпретации затруднено из-за неполного комплекса или низкого качества тех или иных диаграмм;
- в ряде скважин выделены только эффективные толщины. Определение исходных геофизических характеристик и интерпретация материалов ГИС

Для актуализации геологической модели продуктивных пластов Майского месторождения использован комплекс ГИС по всей группе Майских месторождений [36], в том числе по 33 скважинам в пределах Майского и Среднемайского месторождений, из них 12 скважин с подъемом керна (№№ 390, 392, 393, 397, 568, 569, 570, 572, 573, 633, 698, 228). В некоторых скважинах из-за большого угла наклона, превышающего допустимые 56°, выделены только эффективные толщины, без определения ФЕС (таблица 3).

Таблица 3 Список скважин с отсутствием интерпретации в пластах Ю₁₁₋₁₅

574	3311-3399 пласты Ю ₁₀₋₁₅
591	3087-3941 пласты Ю ₁₀₋₁₅
682	3392-4052 пласты Ю ₁₀₋₁₄
697	3339-3847 пласты Ю ₇₋₁₄
699	3073-3815 пласты Ю ₉₋₁₅
667бис	3628-3927 пласты Ю ₈₋₁₃
900	весь интервал юрских отложений
900_2	весь интервал юрских отложений

Определяющим фактором, обеспечивающим достоверность интерпретации ГИС в скважинах с углом наклона ствола от 56°, является создание и применение интерпретационной модели пласта-коллектора, учитывающей физические процессы, происходящие в гидродинамической системе «горизонтальный ствол-пласт». Согласно РД 153-39.0-072-01 модель должна учитывать то обстоятельство, что материалы ГИС не несут прямой информации о положении кровли и подошвы коллектора и литологическом строении выше- и нижележащих пород, а, следовательно, интерпретация данных по традиционной схеме исключена.

Обработка материалов ГИС, независимо от решаемых задач, начинается с увязки кривых и предварительного расчленения разреза скважины по качественным признакам.

Далее проводится оценка качества и определение первичных геофизических характеристик – УЭС пластов, суммарного водородосодержания, определение глинистости.

По показаниям НК в скважинах Майской группы месторождений была выполнена оценка суммарного водородосодержания породы (W) с использованием методики двух опорных пластов. В качестве опорного пласта с максимальным водородосодержанием использовались угольные пласты с минимальными показаниями НК, в качестве опорного пласта с минимальным водородосодержанием – плотные пропластки. Значения пористости в плотном опорном пласте принимались равными 5-6 %. Значения водородосодержания в угольном пласте принимались равными 40 %.

Для количественной интерпретации гамма-каротажа (ГК), показания метода были преобразованы в относительные единицы двойного разностного параметра ГК. Максимальные и минимальные значения для его расчета определялись в опорных пластах – выдержанных глинах и плотных пропластках.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластов коллекторов по скважинам Майской группы месторождений определялось по комплексу методов электротометрии БК, ИК, ВИКИЗ, БКЗ в зависимости от полноты выполненных исследований и толщины выделенных проницаемых пропластков. По эксплуатационному фонду скважин оценка сопротивления коллекторов проводилась преимущественно с использованием данных ВИКИЗ, либо из-за отсутствия других методов сопротивления, либо из-за малой информативности данных БКЗ при применении высокоминерализованных буровых растворов.

Глинистость коллекторов (Кгл) определялась по данным ГК по известной зависимости Ларионова:

$$K_{гл} = 0.33 \cdot (2^{\Delta^{2 \cdot DGK}} - 1),$$

где: DGK – двойной разностный параметр ГК.

Литологическое расчленение разреза и выделение интервалов коллекторов

Литологическое расчленение разреза, вскрытого скважинами на Майском месторождении в интервале рассматриваемых отложений, не вызывает серьезных затруднений. Карбонатизированные прослои выделяются высокими показаниями

нейтронных методов и методов сопротивлений. Углистые интервалы выделяются по минимальным показаниям нейтронного и гамма методов. Глины и аргиллиты уверенно идентифицируются по данным гамма-метода и метода потенциалов собственной поляризации (при его наличии) максимальными показаниями.

Основной методикой выделения коллекторов по данным ГИС, является наличие прямых качественных признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. В случае отсутствия таких признаков используются количественные критерии, основанные на граничных значениях фильтрационно-емкостных свойств и связанных с ними значениями геофизических параметров.

Прямыми признаками для выделения коллекторов являются:

- уменьшение диаметра скважины в интервалах коллекторов вследствие образования глинистых корок;
- превышение показаний микропотенциал зонда над микроградиент зондом (при качественной записи микрометодов);
- наличие радиального градиента сопротивления, фиксируемого либо по 3-х слойным кривым БКЗ, либо по данным ВИКИЗ.

В изучаемом разрезе присутствует угольные разности, которые уверенно выделяются по аномально высоким значениям удельного электрического сопротивления и радиоактивному каротажу (минимальные показания по ГК и НК).

При отсутствии качественных признаков коллекторов, вследствие бурения на минерализованных промывочных жидкостях и ограниченного комплекса ГИС, использовались количественные критерии, а именно граничное значение открытой пористости.

Граничные значения открытой пористости коллекторов для отложений васюганской (пласты Ю_{1М} и Ю₁³⁻⁴) и тюменской (пласты Ю₁₁₋₁₅) свит были получены на основе сопоставления открытой и динамической пористости по данным керновых исследований скважин Майского, Средне-Майского, Западно-Майского и Южно-Майского месторождений.

Оценка пористости по данным нейтронного каротажа (НК) проводилась по известной методике двух опорных пластов:

$$\omega_{\Sigma} = 10 \cdot (\lg \omega_{\Pi} + (\lg(\omega_{\text{ГЛ}} / \omega_{\Pi}))) \cdot (\text{НК}_{\Pi} - \text{НК}_{\text{ГЛ}}) / (\text{НК}_{\Pi} - \text{НК}_{\text{ГЛ}}),$$

где: ω_{Π} ; НК_{Π} - водородосодержание опорного пласта с максимальным значением НК и максимальное значение НК соответственно;

$\omega_{\text{ГЛ}}$; $\text{НК}_{\text{ГЛ}}$ - водородосодержание опорного пласта с минимальным значением НК и минимальное значение НК соответственно;

НК_i - текущее значение НК.

Коэффициент открытой пористости по нейтронному каротажу находился по зависимости:

$$K_{\text{по}} = \omega_{\Sigma} - \omega_{\text{св}} \cdot K_{\text{ГЛ}},$$

где: ω_{Σ} - суммарное водородосодержание;

$\omega_{\text{св}}$ - водородосодержание связанной воды, принято равным $\omega_{\text{св}} = 0.34$;

$K_{\text{ГЛ}}$ - коэффициент объемной глинистости находился по указанной выше зависимости Ларионова.

Оценка коэффициентов пористости коллекторов изучаемых отложений проводилась в зависимости от полноты выполненного комплекса ГИС по данным акустического и гамма-гамма плотностного каротажей. Применение минерализованных промывочных жидкостей ограничивало использование данных СП для определения пористости коллекторов. По эксплуатационным скважинам, вследствие ограниченности выполненного комплекса ГИС, определение коэффициента пористости продуктивных отложений проводилось по данным нейтронного каротажа.

Основную информацию о характере насыщения коллекторов несут методы сопротивления. Дополнительная информация содержится в «методах глинистости» и, в первую очередь, в методе СП, отражающем наличие в породах глинистого цемента, который влияет на величину сопротивления породы. При оценке характера насыщения коллекторов по скважинам Южно-Майского месторождения учитывался весь объем информации:

результаты интерпретации данных ГИС, информация по керну, результаты испытаний скважин.

Как правило, характер насыщения коллекторов устанавливают с учетом данных о критическом сопротивлении, которое получают по сопоставлению величин пористости (либо относительного параметра СП) и удельного сопротивления для интервалов, давших по опробованию чистую нефть, нефть с водой и воду. На рисунках 20-21 приводятся сопоставления сопротивления и пористости коллекторов по результатам интерпретации данных ГИС с учетом принятого характера насыщения и результатов испытаний для отложений васюганской и нижней тюменской свит соответственно.

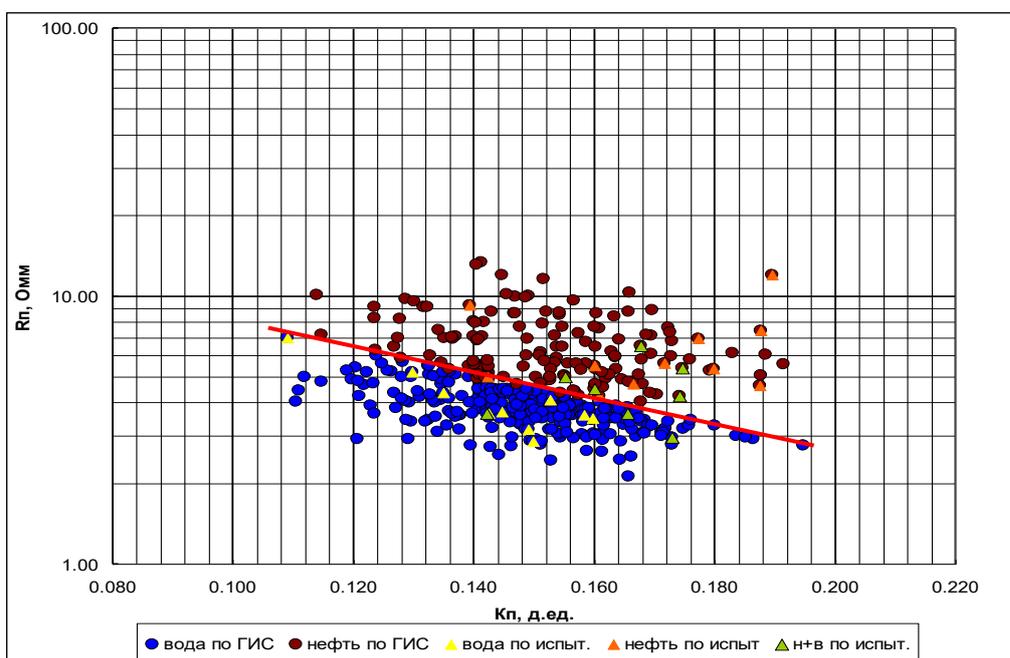


Рис.20 Сопоставление сопротивления и пористости коллекторов отложений васюганской свиты с учетом принятого характера насыщения и результатов испытаний по скважинам Майского, Средне-Майского, Южно-Майского и Западно-Майского месторождений

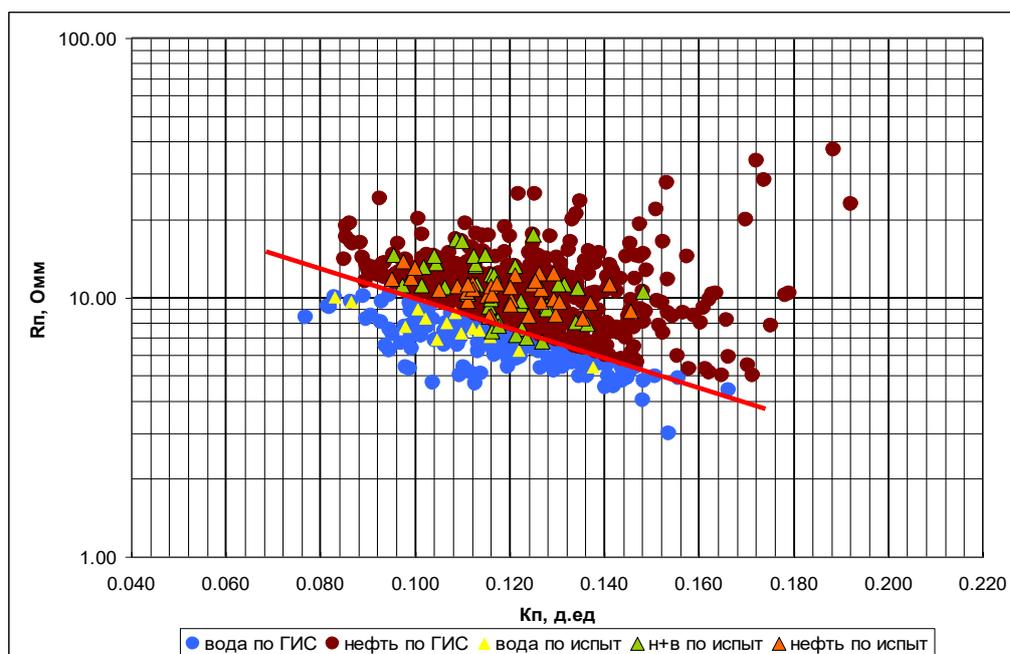


Рис.21 Сопоставление сопротивления и пористости коллекторов отложений нижней тюменской свиты с учетом принятого характера насыщения и результатов испытаний по скважинам Майского, Средне-Майского, Южно-Майского и Западно-Майского месторождений

Критическое сопротивление для коллекторов отложений васюганской свиты Майского, Средне-Майского, Южно-Майского и Западно-Майского месторождений зависит от их фильтрационно-емкостных свойств и изменяется от 5-6 Ом·м при пористости $K_p=13-14\%$ до 3-4 Ом·м при пористости $K_p=17-20\%$. При этом важно отметить достаточно четкое разделение продуктивных и водонасыщенных коллекторов (условная красная линия на рисунке), что говорит об адекватности петрофизических взаимосвязей, полученных для изучаемых отложений и применяемых при интерпретации данных ГИС.

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

На запроектированном участке работ, перед ГИС стоят задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение пластов-коллекторов и оценка характера насыщения;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- определения положений контактов между пластовыми флюидами (ГНК, ВНК, ГВК).

4.2 Обоснование объекта исследований

В пределах Майского месторождения промышленно нефтеносными являются отложениями васюганской свиты верхней юры (пласты Ю1М и Ю13-4) и тюменской свиты средней юры (Ю11, Ю12, Ю13, Ю14-15).

Объектом, требующим разведки на Майском месторождении, является пласт Ю14-15 тюменской свиты. Запасы пласта Ю13-4 полностью отнесены к промышленным категориям, и положение водонефтяного контакта открытых залежей установлены пробуренными скважинами (в том числе законтурными), а запасы пласта Ю1М имеют очень малый объем относительно запасов месторождения – на его долю приходится всего 5.8% от НИЗ, залежь развита локально в восточной части месторождения, на остальной части площади данный интервал непродуктивен. Другие пласты тюменской свиты (Ю11, Ю12, Ю13) имеют меньшую перспективность, поскольку не являются промышленно нефтеносными ни на Среднемайском, ни на Западно-Майском месторождениях, кроме того, характеризуются намного более низкими значениями эффективных толщин.

Для доразведки залежей нефти в отложениях тюменской свиты планируется пробурить разведочную скважину №12 и, в зависимости от полученных результатов, скважину №14 (зависимую).

Базовым горизонтом на стадии доразведки месторождения является основной объект разведки – пласт Ю14-15, который определяет глубину проектных скважин.

Размещение проектируемых разведочных скважин производилось в соответствии с «Методическими указаниями по ведению работ на стадиях поиска и разведки месторождений нефти и газа» [20].

Проектная глубина скважин определяется из условия вскрытия всех перспективных горизонтов в разрезе, с учетом альтитуды расположения устья и необходимого зумпфа.

Проектом предусматривается бурение двух разведочных скважин (№12 и №14) с проектными забоями 3200 и 3150 м соответственно. Следует отметить, что скважина №14 расположена ниже по гипсометрическим отметкам и является зависимой от результатов бурения скважины №12. Бурение разведочных скважин предусматривает решение задачи изучения геологического разреза и доразведки залежей нефти юрских отложений. Проектным горизонтом для обеих скважин являются нижнеюрские отложения.

Скважину №12 рекомендуется пробурить в центральной части Майского ЛУ с целью разведки залежей нефти в отложениях тюменской свиты, уточнения положения водонефтяного контакта и контуров нефтеносности пластов средней юры, а также уточнения геологического строения месторождения, изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, продуктивности коллекторов и свойств пластовых флюидов, оценки добывного потенциала пластов средней юры путем их испытания с ГРП.

Скважина №12 расположена гипсометрически ниже принятого положения ВНК. В соответствии с результатами переинтерпретации данных ГИС в западной части залежи условный уровень ВНК принят по последнему нефтенасыщенному пропластку в крайних скважинах (№№510, 397). Если скважина №12 вскроет водонефтяную зону и уточнит положение ВНК, тогда предлагается завершить геологоразведочные работы и выполнить подсчет запасов. В случае, если пласты тюменской свиты в скважине №12 будут нефтенасыщенными до подошвы, и уровень ВНК будет считаться условным, предлагается продолжить ГРП и пробурить скважину №14, расположенную ниже скважины №12 по гипсометрическим отметкам.

Таким образом, скважину №14, зависимую от результатов бурения скв.№12, планируется пробурить на западе Майского ЛУ с целью разведки залежей нефти в

отложениях тюменской свиты, уточнения положения водонефтяного контакта и контуров нефтеносности пластов средней юры, а также уточнения геологического строения месторождения, изучения фильтрационно-емкостных характеристик пластов, продуктивности коллекторов и свойств пластовых флюидов, оценки добычного потенциала пластов средней юры путем их испытания с проведением ГРП.

Плановое местоположение рекомендуемых разведочных скважин, их проектные глубины и целевое назначение по каждой скважине в отдельности приведены в таблице 5.4. Принимая во внимание необходимость подготовки геологической основы и запасов нефти промышленных категорий для эксплуатационного бурения, предлагается следующая очередность бурения скважин в соответствии с планом разбуривания месторождения: первоочередной является скважина №12, скв. №14 – зависимая. Общий объем разведочного бурения составит 6.35 тыс.м.

Таблица 4. Обоснование целесообразности бурения скважин и их место заложения

скв	льтиту да, м	К атегория	Г роектная глубина,	П роектный горизонт	Гео графически е	Целевое назначение скважин
2	10	Р азведочн	3 200	Н ижне-	57° $45'17.7''$	Разведка залежей нефти в отложениях тюменской свиты, уточнение положения ВНК и контуров нефтеносности залежей средней юры, изучение фильтрационно-емкостных
4 (за	0	Р азведочн ая	3 150	Н ижне- юрские	57° $46'49.8''$ 77°	

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

Геофизические исследования в скважинах выполняются для решения геологических и технических задач проводки скважины и документирования геологического разреза. К таким задачам относятся:

- литологическое расчленение и корреляция разреза, выделение покрышек;

- выделение пластов-коллекторов, оценка характера насыщения и определения контакта пластовых флюидов;
- определение подсчетных параметров при обосновании запасов углеводородов;
- контроль технического состояния ствола скважины, оценка качества крепления;
- сопровождение и определение качества испытания скважины;
- производство прострелочно-взрывных работ с целью перфорации колонны, интенсификации притоков и ликвидации аварий.

В зависимости от своего назначения комплексы ГИС подразделяются:

- основные исследования;
- дополнительные исследования;
- специальные исследования.

Основной комплекс ГИС включает в себя исследования, обязательные для исполнения в каждой разведочной скважине.

К дополнительному комплексу относятся методы, которые привлекаются для решения частных геологических или технических задач, возникающих либо в отдельных скважинах, либо при изучении части разреза. Проведение работ дополнительным комплексом определяется техническим проектом или совместным решением заинтересованных организаций.

К специальному комплексу относятся методы ГИС, которые выполняются по специальным программам. Исследования по специальным программам (методикам) могут проводиться в скважинах для решения задач, которые не могут быть решены обычными объемами геофизических исследований и обычной технологией их применения. К числу первоочередных задач, для решения которых необходимы вышеуказанные методы ГИС, отнесены:

- определение фазового состояния углеводородов в условиях пласта для газовых и газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками, нефтяных с газовыми шапками;

- изучение коллекторов, в которых порозаполняющие флюиды представлены трехкомпонентной системой (нефть, газ, вода);
- выделение проницаемых прослоев и оценка их емкостных свойств в интервалах разреза с коллекторами сложного строения, например отложения тюменской свиты, пород доюрского возраста и др.

Комплекс геофизических исследований в проектных скважинах проектируется в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» [30] и Методическими указаниями по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» РД153-39.0-109-01 [22]. При проведении работ следует руководствоваться «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [33].

Во время бурения под эксплуатационную колонну (интервал 1000-3200 м) рекомендуется вести комплекс геолого-технологических исследований, основными задачами которого являются:

технологические:

- раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении;
- оптимизация процесса бурения скважины;
- распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управление доливом;
- оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов);
- диагностика работы бурового оборудования и предаварийных ситуаций в реальном времени;

планово-экономические:

- определение технологических показателей бурения;
- определение баланса времени работы буровой установки;
- подготовка и передача оперативной отчетности по данным бурения.

В комплексе с ГТИ проводится газовый каротаж с целью выделения коллекторов и оценки характера их насыщения.

При проведении ГИС возможна корректировка рекомендуемого комплекса и интервалов записи отдельных методов с учетом реальных геологических условий.

Невыполнение отдельных видов исследований основного комплекса допускается в исключительных случаях по согласованию с геологической и геофизической службами.

Рекомендуемый комплекс геофизических и геолого-технологических исследований в соответствии с конструкцией скважин приведен в таблице 5.

Таблица 0. Проектируемый комплекс ГИС в разведочных скважинах

	Интервал кондуктора, <u>масштаб</u> интервал, м		Интервал эксплуатационной колонны до башмака кондуктора, <u>масштаб</u> интервал, м	
	от открытый с твол	колонна	от крытый ст вол	колонна
Комплекс ГИС (обязательные методы + детальные исследования)				
Стандартный каротаж тремя зондами: A2M0.5N; M0.5N2A; A0.5M6N;	<u>1</u> :500		<u>1</u> : 500	

Индукционный каротаж (ИК)	$\frac{1}{500}$		$\frac{1}{500}$	
Боковой каротаж	$\frac{1}{500}$		$\frac{1}{500}$	
Кавернометрия, профилометрия	$\frac{1}{500}$		$\frac{1}{500}$	
Инклинометрия	через 10 м 0 -1000		через 10 м 10 00-3200	
Гамма-каротаж и нейтронный каротаж (ГК и НКТ)	$\frac{1}{500}$ 0 -1000		$\frac{1}{500}$ 10 00-3200, $\frac{1}{200}$ 26 50-3200	$\frac{1}{200}$ 0-3200
Методы технического контроля состояния колонны (АКЦ, СГДТ, ЛМ, термометрия)		$\frac{1}{500}$ -1000		$\frac{1}{500}$ 0-3200
БКЗ (6 зондов), ПС, резистивиметрия			$\frac{1}{200}$ 26 50-3200	
Микрозондирование (МПЗ, МГЗ, МКВ)			$\frac{1}{200}$ 26 50-3200	

Индукционный каротаж (ВИКИЗ)			1: 200 26 50–3200	
Микробоковой каротаж (МБК)			1: 200 26 50–3200	
Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П)			1: 200 26 50–3200	
Акустический каротаж (АК)			1: 200 26 50–3200	
Промыслово-геофизические работы перед отбором керна (привязочный каротаж)				
Стандартный каротаж (КС+ПС), индукционный (ИК), боковой (БК)			1: 200 23 50–2775	
Промыслово-геофизические работы при проведении испытаний				
Определение глубины установки перфоратора (ГК+ЛМ)				В интервалах испытания
Определение работающих интервалов и наличия перетоков (РГД, СТИ, Т)				В интервалах испытания

5. Методические вопросы

Выбор оптимальных вариантов комплексирования геофизических методов исследования необсаженных скважин должен производиться с учетом необходимости решения следующих задач:

1. Литологическое расчленение разреза и выявление геофизических реперов.
2. Выделение коллекторов и определение их емкостных характеристик (пористость, глинистость, проницаемость).
3. Оценка характера насыщения коллекторов.

Для решения этих задач предусматривается использовать максимальное количество геофизических методов, однако наиболее информативными будут являться методы электрического каротажа.

Как видно из анализа работ прошлых лет, при решении первой задачи хорошо себя зарекомендовали боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрозондирование (МКЗ), индукционный каротаж (ИК), радиоактивный каротаж (ГК, НГК), кавернометрия, акустический каротаж (АК). Вторая задача хорошо решается методом потенциалов собственной поляризации (ПС), кавернометрия, стандартный каротаж (КС).

Для решения 3-й задачи проектируется применение метода БКЗ, в комплексе с акустическим и нейтронным гамма-методом.

Методы выбраны согласно приказу Министерства нефтяной промышленности 341 от 6.06.84 г. согласно РД 39-4-1063-84 (руководящему документу по типовому и обязательному комплексам геофизических исследований поисковых и разведочных, а также эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ).

При решении любых задач в области ГИС, необходим контроль за техническим состоянием скважин. Для этого применяются кавернометрия, инклинометрия и резистивиметрия. Инклинометрия позволяет регистрировать изменение зенитного азимутального угла скважины, что необходимо при определении истинных мощностей пластов, а с помощью резистивиметрии производится контроль за удельным электрическим

сопротивлением промывочной жидкости в стволе скважины, что необходимо при интерпретации данных БК, ИК, МК и ПС.

Таким образом, проектируемый комплекс методов ГИС на Майском месторождении будет включать в себя следующие методы:

- КС зондом А2.0М0.5N
- ПС
- БК
- БКЗ
- ИК
- МК зондами А0.025М0.025N и А0.05М
- ГК
- НГК
- АК
- Кавернометрия
- Резистивиметрия Инклинометрия

Исходя из опыта ранее проведенных работ, можно сделать вывод, что проектируемый комплекс методов вполне достаточен для решения задач, поставленных в геологическом задании.

5.1 Методика проектных геофизических работ

Геофизические исследования скважин на Майском месторождении будут проводиться согласно " Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах " утвержденной Министерством геологии СССР 4 мая 1984 года. Охрана труда и техника безопасности будет осуществляться согласно " Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности " Москва 1993г., " Положением об организации работ и охране труда на геофизических предприятиях " Уфа 1992 год, " НРБ-76 " и "ОСП-72" Москва 1988 год. Выбор методики и аппаратуры основывался на геофизической изученности по результатам предыдущих работ. Исходя из поставленных задач предусматривается проведение следующего комплекса работ: масштаб

- Стандартный картаж КС, ПС;

- Боковой метод 1:200;
- Микрокаротаж (МГЗ, МПЗ) 1:200;
- Индукционный метод 1:200;
- БКЗ 1:200;
- Радиоактивный ГК + НГК;
- Акустический АК 1:200;
- 9 Резистивиметрия 1:200;
- 10. Кавернометрия 1:200;
- 11. Инклинометрия 1:200.

Для выполнения данного комплекса работ будет использоваться аппаратура серийного производства.

Стандартный каротаж планируется производить по всему стволу прибором Э-1 стандартными зондами А2М0.5N и N6М0.5А с записью диаграммы ПС с масштабом записи кривых ПС -12.5 мВ/см и КС – 2.5 Ом/см. Скорость записи – 2500 м/час.

Боковой каротаж (БК)

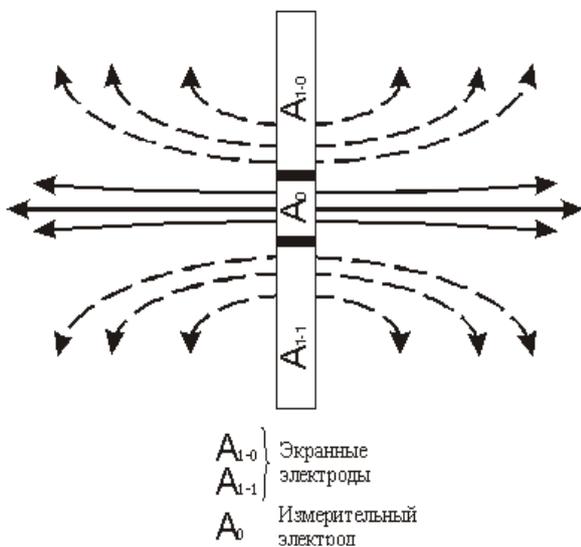


Рисунок 22. Схема зонда бокового каротажа

Боковым каротажом называют измерения кажущегося сопротивления по стволу скважины трехэлектродным зондом бокового каротажа с автоматической фокусировкой тока. Зонд имеет центральный электрод A_0 , симметрично по отношению к которому расположены соединенные между собой удлиненные экранирующие электроды (A_{1-0} , A_{1-1}).

При измерении кажущегося сопротивления обеспечивается одинаковый потенциал всех электродов автоматическим регулированием силы тока через центральный электрод. Таким образом, экранные электроды препятствуют растеканию тока центрального электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в исследуемый пласт. Кажущееся сопротивление определяется по отношению потенциала экранирующих электродов к току

через центральный электрод. Благодаря применению экранирующих электродов уменьшается влияние на результаты измерений промывочной жидкости, заполняющей скважину, и вмещающих пород, а кажущееся сопротивление получается близким к удельному электрическому сопротивлению. БК позволяет выделять

пласты малой мощности и изучать с большой подробностью пачки пластов, более точно определять границы.

Боковой каротаж будет проводиться трехэлектродным зондом, прибором АБК-3. Регистрация кривых КС осуществляется в логарифмическом масштабе. Скорость записи 1800 м/час.

Микрокаротаж будет выполняться зондами МГЗ – А0.025М0.025N и МПЗ – А0.05М в масштабах глубин 1:200, записи 2.5 Ом/см. Скорость записи 1000м/ч.

Индукционный метод (ИК)

Индукционный каротаж (ИК) является разновидностью электромагнитного каротажа. Он основан на применении электромагнитного поля, которое индуцирует вторичное электромагнитное поле в горных породах. В связи с этим электромагнитные методы не требуют непосредственного контакта токоведущих элементов с исследуемой средой. Их можно применять в скважинах, пробуренных с использованием не проводящих ток пресных промывочных жидкостей и жидкостей на нефтяной основе. Эти методы можно использовать также при выделении рудных тел или тонких глинистых прослоев, залегающих в высокоомных карбонатных породах.

Различают низкочастотные (20-60 кГц) и высокочастотные (1-40 мГц) электромагнитные методы. Основное применение в практике нашел низкочастотный метод, известный под названием индукционного.

Индукционный зонд состоит из двух катушек – генераторной и приемной. Генераторная катушка создает первичное электромагнитное поле, приводящее к возникновению в горных породах вихревых токов (токов Фуко). Схематически картина выглядит так, будто пространство заполняется элементарными токовыми кольцами с центрами на оси скважины – вихревыми токами. Ток в каждом кольце прямо пропорционален электродвижущей силе E_1 , создаваемой первичным полем в области этого

кольца и обратно пропорционален электрическому сопротивлению горных пород, составляющих кольцо.

Вихревые токи порождают электромагнитное поле, индуцирующее электродвижущую силу E_2 в приемной катушке. Зависимость E_2 от электропроводности пород приблизительно прямо пропорциональна.

Таким образом, сигнал, регистрируемый приемным устройством, отражает изменение удельной электропроводности пород по разрезу скважины. Единица удельной электропроводности – миллисименс на м – мсм/м. Зависимость между удельным электрическим сопротивлением породы R_n и удельной электропроводностью породы R_p – обратно пропорциональная. В связи с этим при малых R_n (до 50 Ом м) небольшому значению соответствует большое изменение. Это означает, что в области малых сопротивлений, метод обладает большой чувствительностью. Именно поэтому он позволяет, к примеру, выделять тонкие прослой глины среди мощных пластов высокого сопротивления.

Регистрируемая в процессе измерений эффективная удельная проводимость зависит от проводимости пласта, промывочной жидкости, зоны проникновения вмещающих пород, диаметра скважины, мощности пласта, размера и конструкции зонда и отличается от истинной удельной электропроводности пласта. Однако методика геофизической интерпретации позволяет учесть влияние имеющих факторов и определить значения

Характер насыщения определим по ИК по граничному значению сопротивления, с уточнением сопротивления методом БК.

Индукционный каротаж, будет осуществляться аппаратурой АИК с длиной зонда 1м, в интервале проведения БКЗ. Масштаб записи кривой ИК - 20 мСим/см. Скорость записи - 1800 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в интервале продуктивного пласта.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ)

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) - электрический каротаж с использованием нескольких однотипных не фокусированных зондов. Боковое каротажное зондирование применяют для исследований всех типов разрезов с целью определения радиального градиента электрического сопротивления пород и выделения на этой основе пород-коллекторов, в которые происходит проникновение промывочной жидкости,

определения удельного электрического сопротивления (УЭС) неизменённой части пластов. Не выполняется в скважинах с промывочной жидкостью на непроводящей основе.

Стандартная технология БКЗ предусматривает регистрацию за одну спуско-подъёмную операцию показаний пяти последовательных градиент - зондов А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N. Кривые БКЗ А4.0М0.5N, А8.0М1.0N, одного обращенного градиент - зонда (обычно М0.5N2.0А), одного потенциал - зонда (обычно N6.0М0.5А или N11.0М0.5А), а также ПС и токовой резистивиметрии. Длины градиент зондов определяются как расстояние от непарного электрода. А до средней точки между парными электродами М и N, последняя является точкой записи градиент-зонда. Длина потенциал-зонда – расстояние между непарными электродами, точка записи соответствует середине этого расстояния.

В скважинах пробуренных на полимерном буровом растворе, отсутствует радиальный градиент электрического сопротивления. В этом случае БКЗ используется, исключительно, для определения УЭС пластов.

БКЗ будет проводится в продуктивных интервалах комплексом подошвенных градиент-зондов А0.4М0.1N; А1.0М0.1N; А4.0М0.5N; А8.0М1.0N, кровельным (N0.5M2.0A) и подошвенным (A2M0.5M) градиентзондами в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи 2,5 Ом/см, скорость регистрации 2600 м/ч, с применением аппаратуры Э-1, АБКТ, КСП.

Гамма- каротаж (ГК)

Естественная радиоактивность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов - урана, радия, тория и радиоактивного изотопа калия.

Радиоактивность магматических пород возрастает от основных к кислым. Максимальной радиоактивностью среди магматических пород обладают граниты.

Радиоактивность обломочных пород обусловлена не только присутствием обломков радиоактивных минералов, но прежде всего адсорбцией ионов урана, калия и соединений урана и тория на поверхности частиц.

Максимальной радиоактивностью обладают глины, минимальной - чистые кварцевые песчаники. Полимиктовые песчаники даже при малой глинистости обладают

значительной радиоактивностью, поскольку у них часть зерен скелетной фракции представлена калийсодержащими минералами - полевыми шпатами, микроклинами, глауконитом. Радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости.

Радиоактивность карбонатных пород, как правило, низкая. Низкой радиоактивностью обладает большинство хомогенных пород, за исключением калийных солей.

Радиоактивность природных солей обычно низкая. Высокую радиоактивность, благодаря содержанию в них урана, имеют природные битумы и битуминозные породы.

Естественная радиоактивность горных пород в скважине измеряется специальным измерительным прибором – радиометром. Так как интенсивность гамма-излучений промывочной жидкости, стальной колонны и цемента небольшая и изменяется в нешироких пределах, по сравнению с интенсивностью гамма - излучения горных пород, то в общем случае регистрируемая интенсивность естественной гамма - активности прямо пропорциональна радиоактивности горных пород, пройденных скважиной.

ГК позволяет выделять контрастные по естественной радиоактивности прослойки мощностью 0,3-0,4 м), но показания метода ГК зависят от радиоактивности вмещающих пород и от технологии замеров.

Для регистрации НГК и ГК в открытом стволе, будет применяться скважинный прибор РКС-3М. Аппаратура регистрирует одновременно кривую ГК и кривые НКТ большого и малого зондов. Каротаж в открытом стволе будет проводиться при подъеме со скоростью записи при детальном исследовании в масштабе 1:200 – 160 м/час (в интервале исследования продуктивных пластов). Масштаб регистрации канала ГК - 1 мкР/час/см, для канала НКТ малым и большим зондами – 0.1 усл. ед/см. Контрольная запись не менее 50 м в продуктивной части разреза. Акустический каротаж будет производиться скважинным прибором СПАК-6, в масштабе глубин 1:200 и масштабе регистрации 40 мкс/м/см. Кавернометрия будет выполняться по всему стволу в масштабе 1:200, аппаратурой КС-3 со скоростью регистрации 1700 м/ч.

Инклинометрия проводится гироскопическими инклинометрами ИОН-1 при подъеме через 10 м. с построением плана и профиля скважины. Для спуска и подъема скважинных

приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал – 4320 – ПК – 3.5. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного, бронированного геофизического кабеля. Кабель будет размечаться магнитными метками через 10 м, двойными - через 100 м и контрольными тройными - через 500 м, с помощью стационарной установки УРС - 1010.

5.2. Интерпретация геофизических данных

Геофизические исследования в скважинах проводятся с целью решения геологических задач изучения вскрытого разреза (литологическое расчленение, выделение пород покрышек и геологическая корреляция, выделение коллекторов и оценка характера насыщения).

Основу геологической интерпретации данных ГИС составляют петрофизические зависимости «кern-кern», «кern-геофизика». Петрофизические связи должны строиться на представительных коллекциях образцов керна, отражающих тип коллектора, диапазон и характер распределения изучаемых свойств (Инструкция по применению промыслово-геофизических исследований с использованием результатов изучения керна и испытаний скважин для определения и обоснования подсчетных параметров залежей нефти и газа).

Обработка и интерпретация результатов геофизических исследований скважин – это многоэтапный процесс. Причинами этого являются, во-первых, разнообразие методов, применяемых в каротаже, основанных на изучении первичных и вторичных изменений физических полей (электрических, магнитных, радиоактивных, акустических) в горных породах; во-вторых, практически все методы каротажа косвенные в отношении оценки геологических характеристик (емкости порового пространства, проницаемости, нефтегазонасыщенности и др.). Поэтому их необходимо настраивать непосредственно на керне или на эталонных средах, моделирующих породу.

При решении комплексных геологических задач, например, таких, как разработка геологической модели нефтяной залежи, возникает необходимость в одновременной интерпретации геофизических параметров и геологических характеристик по блокам или в целом по резервуару или залежи. Примерами этого могут служить: восстановление вертикального строения залежи по нефтенасыщенности методом направленного суммирования интегрального геофизического параметра или изучение латерального изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и выделение аномальных по ФЕС зон.

Применение персональных компьютеров и диалоговых программ при обработке и интерпретации данных ГИС позволяет дополнительно извлекать информацию и решать более сложные задачи.

При оценке качества материалов электрических методов исследований скважин, используемых при определении УЭС пласта, промывочной жидкости, электрических характеристик зоны проникновения, необходимо использовать программы, позволяющие вносить необходимые корректировки в показания методов с выявленными систематическими погрешностями, а также определение и уточнение УЭС ПЖ.

Литологическое расчленение разреза и выделение интервалов коллекторов

Литологическое расчленение разреза, вскрытого скважинами на Майском месторождении в интервале рассматриваемых отложений не вызывает серьезных затруднений. Карбонатизированные прослойки выделяются высокими показаниями нейтронных методов и методов сопротивлений. Углистые интервалы выделяются по минимальным показаниям нейтронного и гамма методов. Глины и аргиллиты уверенно идентифицируются по данным гамма-метода и метода потенциалов собственной поляризации (при его наличии) максимальными показаниями.

Основной методикой выделения коллекторов по данным ГИС, является наличие прямых качественных признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. В случае отсутствия таких признаков используются количественные критерии, основанные на граничных значениях фильтрационно-емкостных свойств и связанных с ними значениями геофизических параметров.

Прямыми признаками для выделения коллекторов являются:

–уменьшение диаметра скважины в интервалах коллекторов вследствие образования глинистых корок;

–превышение показаний микропотенциал зонда над микроградиент зондом (при качественной записи микрометодов);

–наличие радиального градиента сопротивления, фиксируемого либо по 3-х слойным кривым БКЗ, либо по данным ВИКИЗ.

Наличие прямых качественных признаков, в большинстве случаев, оказывается достаточным, но не окончательным условием выделения коллектора. В ряде случаев прямые признаки не отмечаются из-за влияния технологических факторов. Традиционно, для обоснования количественных критериев выделения коллекторов используется петрофизический способ.

По результатам проведения экспериментов по вытеснению нефти водой были получены значения эффективной и динамической пористости для разных скважин.

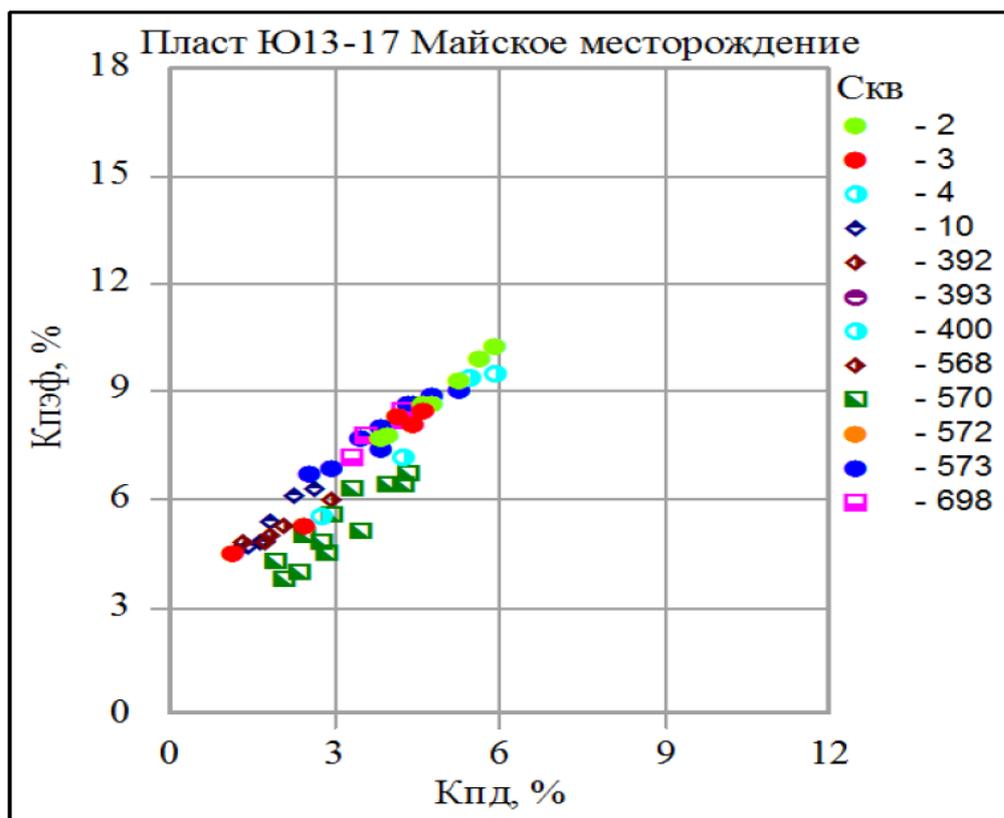


Рисунок 23. Сопоставление эффективной и динамической пористости по скважинам с проведенными экспериментами по вытеснению для продуктивных отложений пластов Ю₁₃₋₁₇ Майского месторождения

Всего специальные исследования проведены по 12 скважинам, из них по 9 скважинам отобраны образцы для пласта Ю₁₄₋₁₅, по одной скважине (1 колонка из 3 цилиндров) – пласт Ю₁₂, по 1 скважине (1 образец) – пласт Ю₁₃, трем скважинам (3 образца) – пласт Ю₁₆.

Отдельно взятые образцы из колонок на эксперименты по вытеснению нефти водой согласно ОСТ-39-195-86 не являются кондиционными за счет возможного появления «концевых» эффектов и поэтому в построениях не используются [26, 27].

Пласты Ю₁₄₋₁₅ отнесены по данным седиментологического анализа к континентальным условиям и рассматривались совместно. Из-за отсутствия специальных исследований по другим продуктивным пластам тюменской свиты и, вследствие их континентального происхождения, для пластов, начиная с Ю₂, применялись значения остаточной нефтенасыщенности и алгоритмы расчета, как для нижележащих отложений.

Для группы пластов Ю₁₄₋₁₅ было проведено сопоставление эффективной и динамической пористости по результатам экспериментов. Из рис. 4.1 видно, что остаточная нефтенасыщенность, определенная на образцах из скважины №570 (исполнитель ЗАО «Сибкор»), отличается от полученных по основному массиву (исполнитель ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»). Параметры, полученные для пласта Ю₁₄₋₁₅ по скважине №570, требуют подтверждения путем проведения дополнительных экспериментов по вытеснению нефти водой на моделях с более высокой проницаемостью.

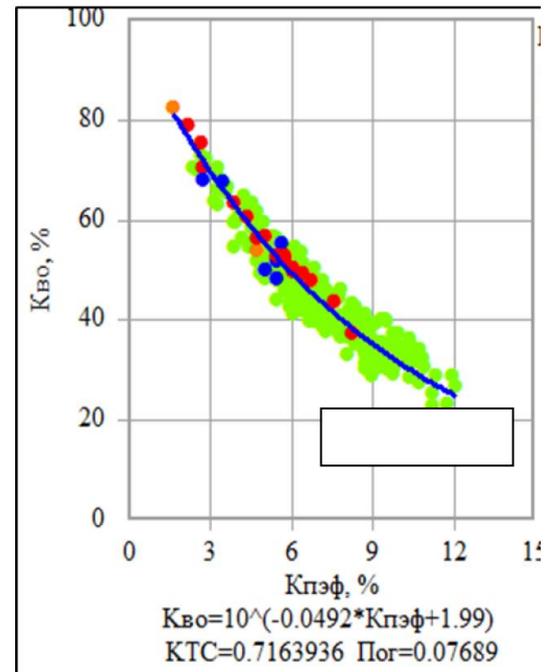
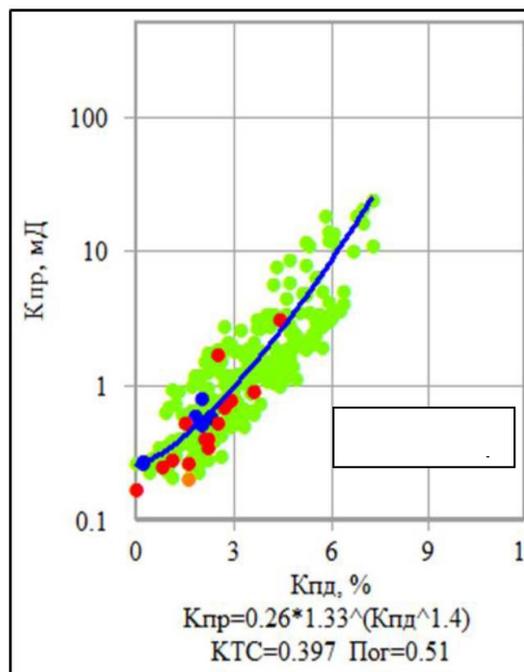
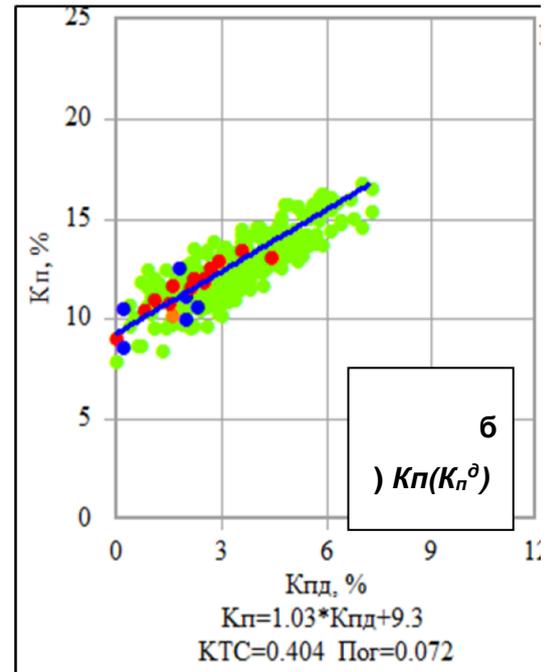
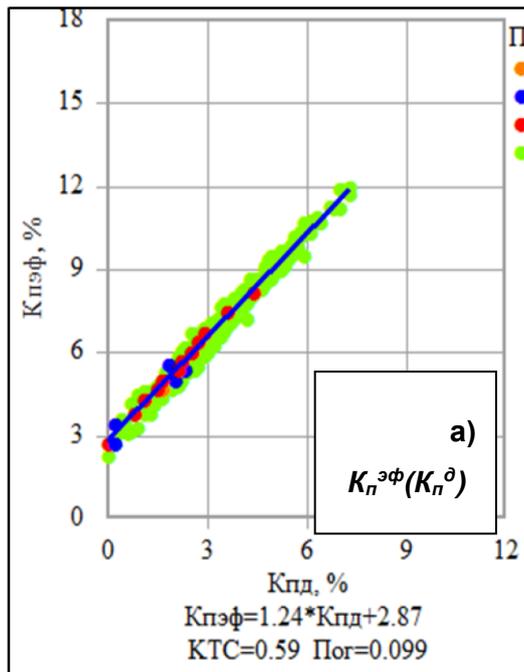
В соответствии с «Методическими рекомендациями ...» [28] критическое значение $K_n^{\text{эф}}$ устанавливают при $K_n^{\text{д}}=0$ путем сопоставления эффективной и динамической пористости, характер связи хороший, КТС изменяется в диапазоне 0.5-1.0. Для увеличения объема выборки использовались как фактические результаты экспериментов по вытеснению нефти водой, так и расчетные параметры при средних значениях $K_{\text{но}}=29-30\%$. При этом величина $K_n^{\text{эф}}$ рассчитывалась по формуле 1, а величина $K_n^{\text{д}}$ определяется выражением 2:

$$K_n^{\text{эф}} = K_n * (1 - K_{\text{во}}), \quad (1)$$

$$K_n^{\text{д}} = K_n * (1 - K_{\text{во}} - K_{\text{но}}), \quad (2)$$

где $K_{\text{но}}$ – коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Данный методический подход был использован при обосновании граничных значений коллекторов по пластам Ю₁₄₋₁₅. При этом на сопоставление $K_{\text{во}}$ ($K_n^{\text{эф}}$) были дополнительно нанесены керновые исследования (остаточная водонасыщенность по капиллярометрии) для пластов Ю₆₋₁₂, которые находятся в одном поле точек с исследованиями по нижележащим горизонтам.



д)
 $K_{пр}(Kп)$

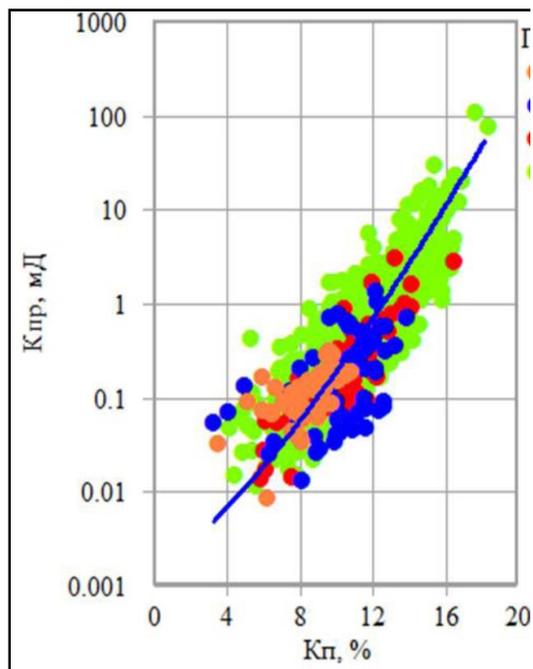
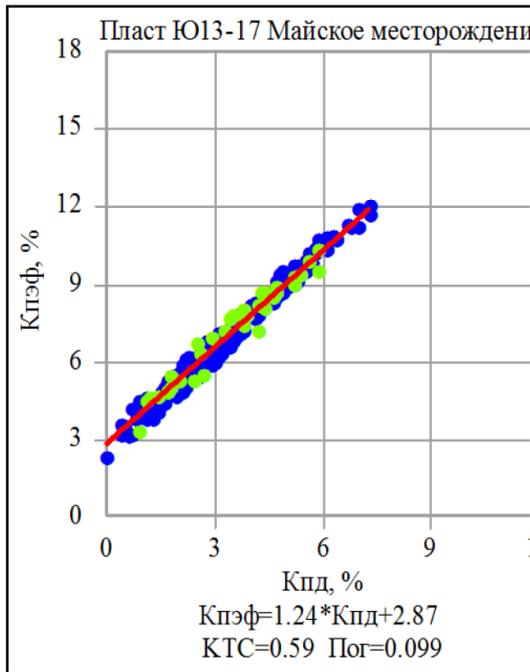
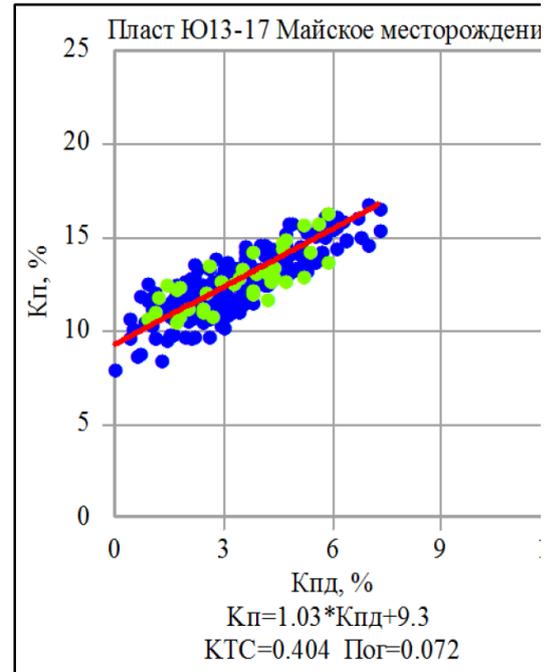


Рисунок 24. Сопоставление параметров пластов Ю₆₋₁₂ и Ю₁₃₋₁₇ (код – шифр пласта)

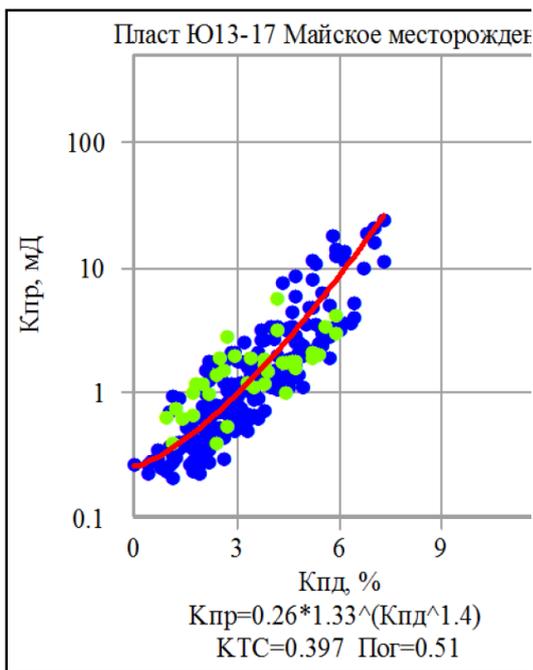
Данные пласты были объединены в выборке на граничные значения и проницаемость. По пластам Ю₆₋₁₇ расчетные данные по динамической пористости были дополнены фактическими результатами по вытеснениям.



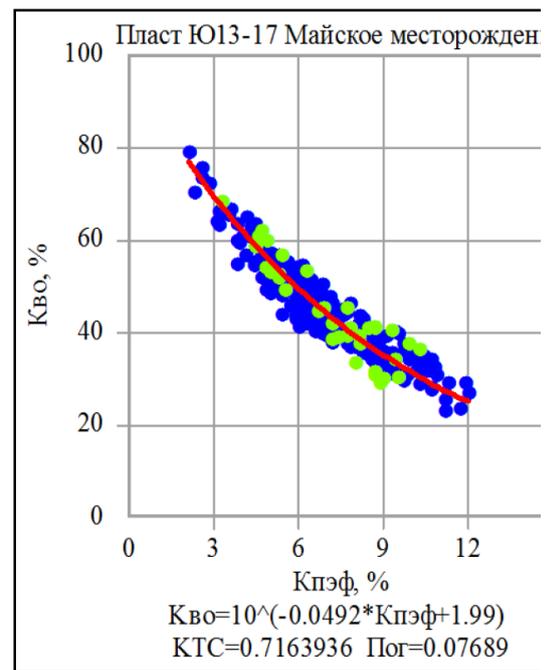
а) эффективная пористость



б) открытая пористость



в) проницаемость



г) остаточная водонасыщенность

Шифр: 1 – фактически проведенные результаты экспериментов по вытеснению. 2 - расчет точек со средними значениями Кно

Рисунок 25. Обоснование граничных величин для продуктивных отложений пластов Ю₁₃₋₁₇ Майского месторождения

Полученные зависимости для пластов Ю₆₋₁₇ можно аппроксимировать следующими уравнениями:

$$K_{п}^{\text{эф}}=1.24 \cdot K_{п}^{\text{д}}+2.87 \quad (\text{КТС}=0.59 \text{ Пог}=0.099), \quad (3)$$

$$K_{п}=1.03 \cdot K_{п}^{\text{д}}+9.3 \quad (\text{КТС}=0.404 \text{ Пог}=0.072), \quad (4)$$

$$K_{пгр}=0.26 \cdot 1.33^{(K_{п}^{\text{д}} \wedge 1.4)} \quad (\text{КТС}=0.52 \text{ Пог}=0.047), \quad (5)$$

$$K_{во}=10^{(-0.0492 \cdot K_{п}^{\text{эф}}+1.99)} \quad (\text{КТС}=0.7163 \text{ Пог}=0.07689). \quad (6)$$

Полученные в процессе актуализации петрофизической модели граничные значения составляют: $K_{п}^{\text{эфГр.}}=2.87\%$, $K_{пГр.}=9.3\%$, $K_{пгрГр.}=0.26 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, $K_{воГр.}=70.6\%$.

Создание модели насыщенности порового пространства, обоснование $K_{во}$ и $K_{но}$

Для обоснования остаточной нефтенасыщенности при создании модели насыщенности порового пространства использовалась зависимость $K_{но}=f(K_{нн})$, полученная по результатам вытеснения нефти водой. Для пластов Ю₁₁₋₁₅ вследствие низких коэффициентов тесноты связи данная зависимость была дифференцирована по коэффициенту проницаемости.

Остаточная водонасыщенность ($K_{во}$) является одним из важнейших параметров, характеризующих коллектор, а также участвующих в расчетах при определении граничных значений. Данные об остаточной водонасыщенности необходимы в первую очередь для оценки характера насыщения пластов-коллекторов. Уравнение $K_{во}$ от $K_{пэф}$ было получено при обосновании граничных значений коллекторов.

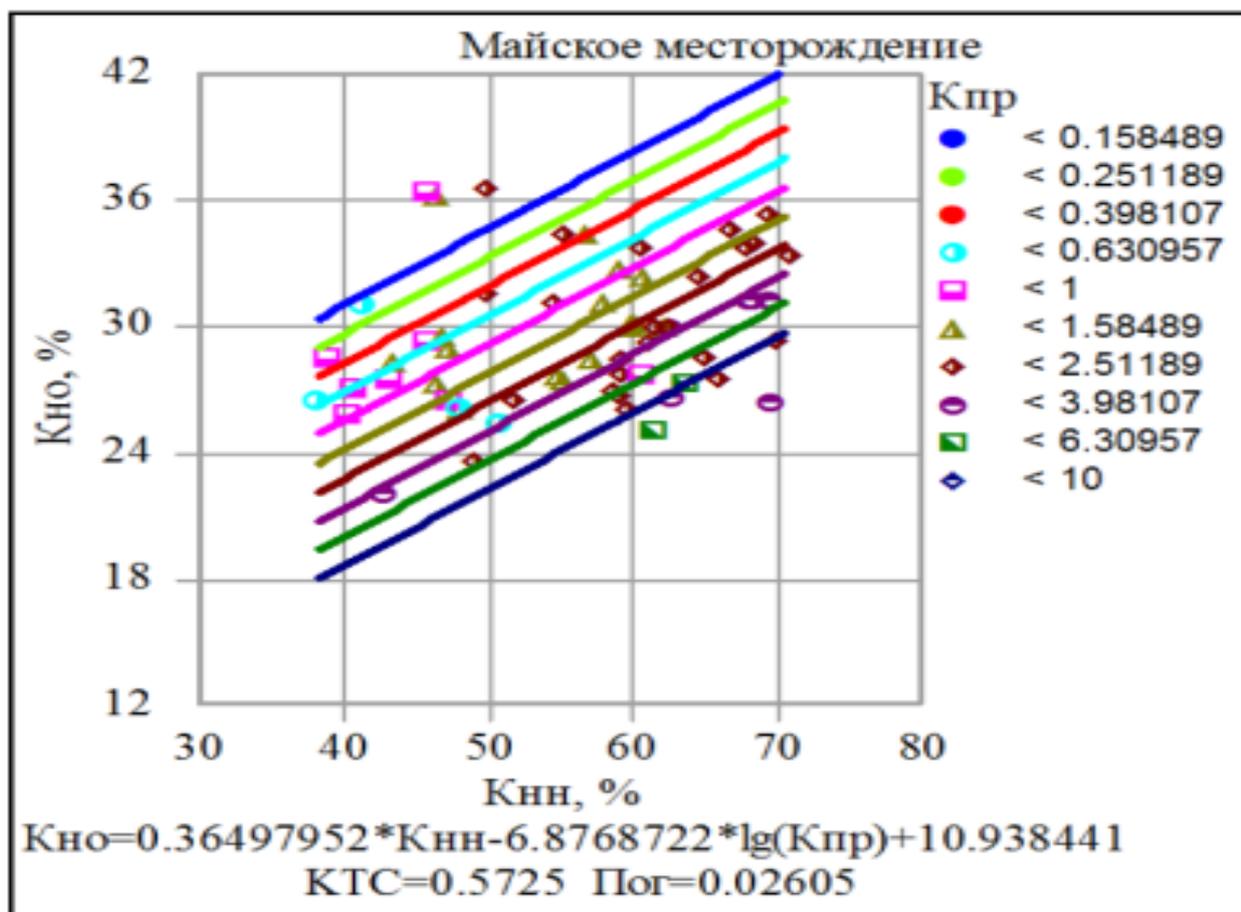


Рисунок 26. Зависимость $K_{но}(K_{нн})$ для пластов Ю₁₁₋₁₅ Майского месторождения.

Для обоснования петрофизической модели по пластам Ю₁₁₋₁₅ были рассмотрены капиллярные исследования, в которых созданы капиллярные давления до 6.2 кгс/см² и 12 кгс/см².

При этом количество использованных капиллярных исследований распределилось следующим образом: для группы пластов Ю₆₋₁₆ по 4 скважинам 66 экспериментов – до давлений 12 кгс/см², по 8 скважинам 122 эксперимента – до давлений 6.2 кгс/см².

Из-за большого количества экспериментов, значительно превышающего требования по минимальной репрезентативности выборки, в обосновании граничных значений и уравнений расчета модели насыщенности порового пространства использовались данные $K_{во}$, полученные по капиллярным кривым.

По данным ВНИГНИ и других исследователей остаточная вода определяется на уровнях капиллярного давления соответствующих выходу кривых капиллярного давления на асимптоту. Исходя из графика, приведенного на рис. 4.5 остаточную (неснижаемую) водонасыщенность можно рассчитывать по формуле:

$$K_{во} = 0.000068 \cdot (K_{вс}^3) - 0.0069 \cdot (K_{вс}^2) + 1.009 \cdot K_{вс} + 0.132. \quad (7)$$

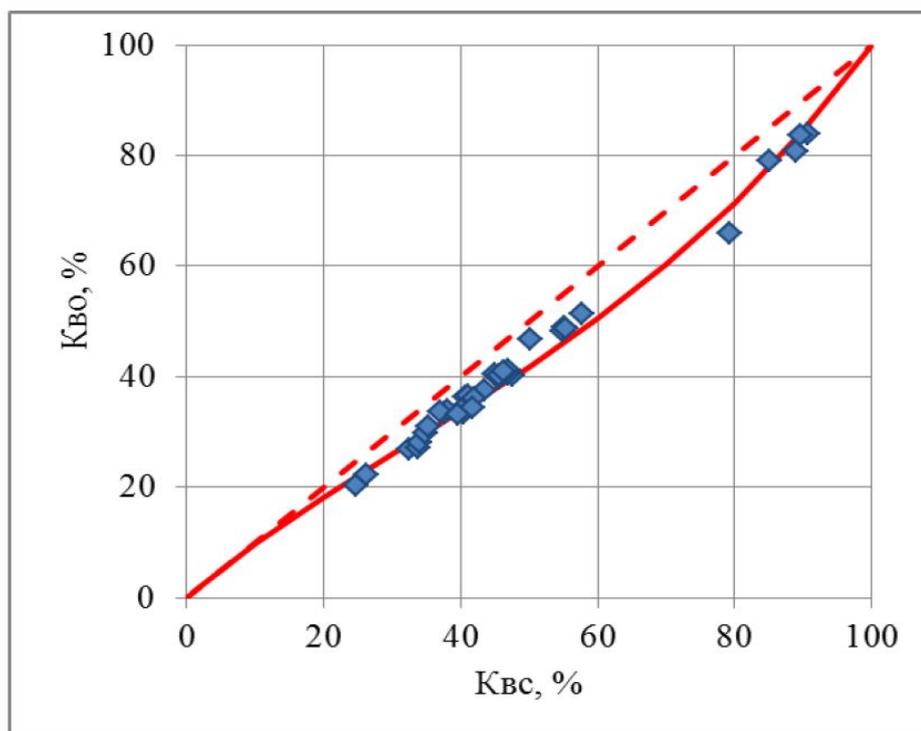


Рисунок 27. Зависимость остаточной водонасыщенности (капиллярометрия) от водоудерживающей способности (центрифугирование) для продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.

Методика определения ФЕС горных пород пластов тюменской свиты

Наиболее сложным вопросом на рассматриваемом месторождении является оценка емкостных характеристик пород продуктивных горизонтов. Для решения этой задачи привлекались данные методов ГГК, АК, ПС, НК и ГК. Настройка алгоритмов осуществлялась по сопоставлениям типа «кern-ГИС», в качестве базовых значений пористости использовались значения пористости, измеренной жидкостинасыщением, проницаемости - значения абсолютной проницаемости по газу.

Качество материалов АК, НК, ГГКП проверяют независимо от выполненных калибровок аппаратуры по пластиам с известными значениями dT , W , σ . Ими служат плотные пласты (известняки, ангидриты, каменная соль), размытые глины, любые другие пласты с известными свойствами. На Майском месторождении нормирование плотностного, акустического и нейтронного каротажа осуществлялось в обязательном порядке.

Определение пористости по методу собственных потенциалов

Определение пористости по методу СП невозможно осуществить по всему разрезу каждой скважины, т.к. количество кондиционных кривых незначительное. Запись СП проведена в 72 скважинах, однако, из-за влияния высокоминерализованных полимерных растворов, для фактического использования остается всего 34 скважины, из них скважин с керном – 9.

Ранее при обработке СП использовалась обобщенная зависимость $K_p(\alpha_{СП})$ для коллекторов Томской области. При этом для определения $\alpha_{СП}$ в качестве опорного пласта использовались максимальные значения амплитуды СП против чистого водонасыщенного пласта в данной скважине, залегающего выше по разрезу от горизонта Ю₁. Максимальная амплитуда СП исправлялась за градиент изменения СП (3 мВ на 100 м) с глубиной, определенный на ряде месторождений Томской области, а также проводился учет поправки для устранения эффекта «сползания» линии глин.

В процессе переинтерпретации [36] в качестве опорного пласта выбирался выдержанный по мощности пласт в юрских отложениях, правомерность использования которого подтверждалась теоретическими расчетами статических амплитуд по известному соотношению сопротивлений фильтра бурового раствора и пластовой воды для фактических температур. В построении зависимостей типа «керн – ГИС» участвовали пласты с мощностью более 1.2 метра и представительностью керновых определений более 2-3. На рис. 28 приведены фактические точки исследований по керну, а также обобщенное уравнение для расчета $K_p(\alpha_{СП})$ по коллекторам юрского возраста Томской области. Коэффициент тесноты связи менее 0.3:

$$K_p = (0.108 * \alpha_{СП} + 0.0685) * 100. \quad (8)$$

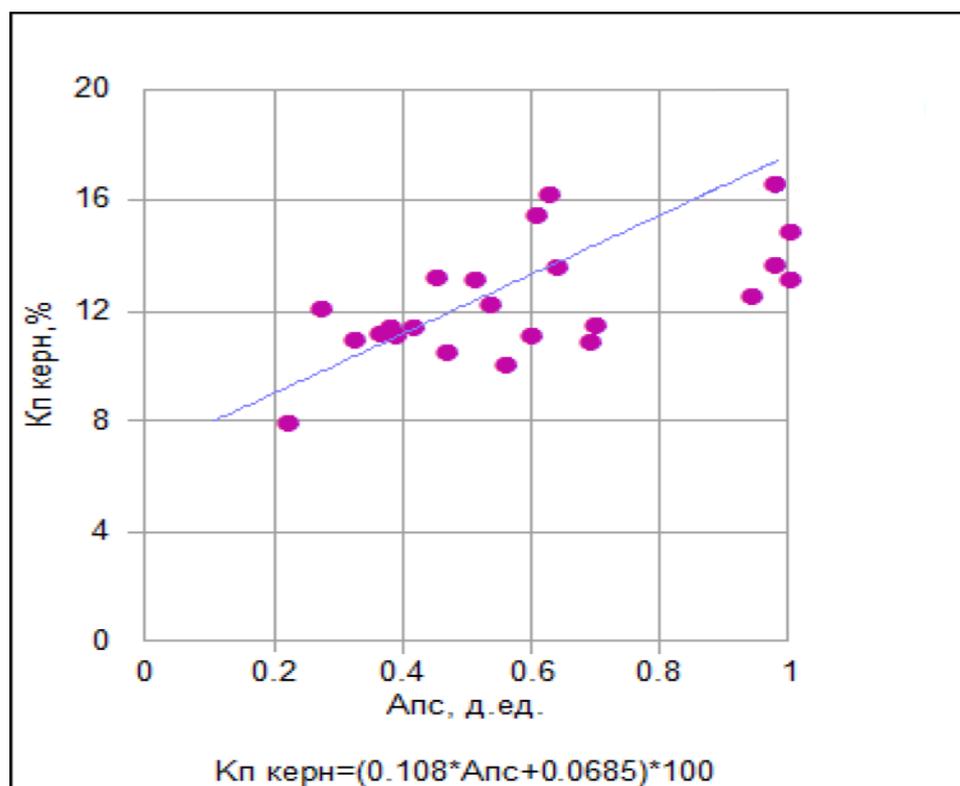


Рисунок 28. Зависимость Кп(асп) для пластов Майского месторождения.

Из-за небольшого количества кондиционных записей метода СП, а также сложностей при выборе опорного пласта данный метод не использовался для расчета емкостных свойств коллекторов.

Определение пористости по гамма-гамма плотностному каротажу

В целом материалы ГГК-П характеризуются хорошим качеством. Рассчитанная по ГГК-П пористость контролировалась по сопоставлению с пористостью по керну, а также сопоставлением с опорными скважинами (№№ 397 и 10 Западно-Майской). Применение высокоминерализованных растворов не снизило эффективность плотностного каротажа, т.к. поправочный коэффициент за изменение плотности воды (либо фильтрата бурового раствора) из-за роста минерализации составляет для заданных температур 0.98-1 [6].

Петрофизической основой для определения пористости по данным ГГКп является зависимость между объемной плотностью (δ_p) и коэффициентом пористости пород (Кп).

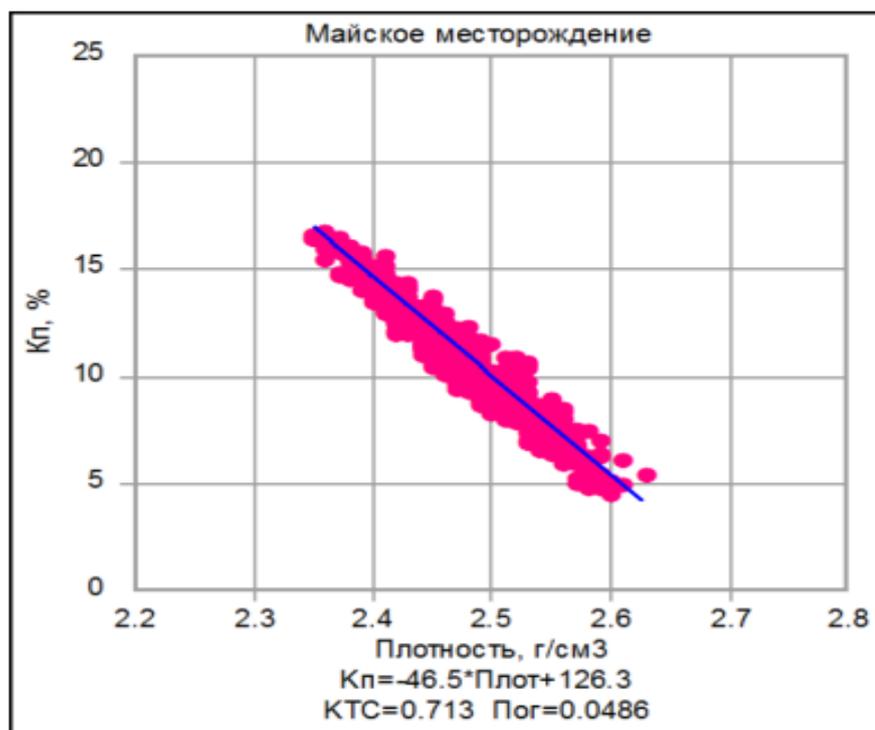


Рисунок 29. Сопоставление плотности влажных образцов с пористостью жидкостинасыщением для пластов тюменской свиты Майского месторождения.

Для пластов юрского возраста сопоставление плотности влажного образца и пористости, определенной жидкостинасыщением, аппроксимируется в области песчаников и алевролитов с преимущественно глинистым цементом следующим уравнением:

$$K_{п} = -46.5 \cdot \delta_{п} + 126.3 \quad (KTC = 0.6825). \quad (9)$$

Определение пористости по нейтронному каротажу

В использовании данных нейтронного каротажа для оценки пористости есть существенные ограничения:

1. практически во всех скважинах замеры выполнены аппаратурой РК различных типов и различного метрологического обеспечения;
2. в большинстве случаев замеры РК выполнены в колонне;
3. при записи нейтронного каротажа в наклонных скважинах кривая становится слабо дифференцированной;

4. применение минерализованных растворов ограничивает возможности расчета емкостных свойств.

Физической основой использования данных нейтронного каротажа является зависимость:

$$W = K_{п} + K_{гг} \cdot W_{гг}, \quad (10)$$

где W и $W_{гг}$ – соответственно водородосодержание (нейтронная пористость) породы и глинистого цемента. Рентгено-структурный анализ (РСА) выполнен на образцах керна, полученных в скважинах 10, 393, 397, 572, 573, 633, 698. Преобладающими глинистыми минералами в составе породы являются каолинит (43-57%), хлорит (17-28.5%), гидрослюда (19-39%) и иллит (до 9%). Обобщенные результаты РСА отдельно по каждому выделенному интервалу пластов приведены в таблице 6.

Таблица 6. Результаты изучения состава глинистой компоненты коллекторов продуктивных пластов юрских отложений

Пласт	Кол-во образцов	Каолинит	Хлорит	Гидрослюда	Иллит
Ю ₁₁	2	43.0	28.5	28.5	0.0
Ю ₁₂	1	44.0	17.0	39.0	0.0
Ю ₁₃	3	57.0	21.7	21.3	0.0
Ю ₁₄₋₁₅	34	53.4	23.1	19.0	4.5

Расчетные величины водородосодержания глинистой компоненты $W_{гг}$ для пластов юрского возраста приведены в таблице 7.

Таблица 7. Водородный индекс глинистого вещества в юрских отложениях

Пласт	Кол-во образцов	$W_{гг}$, д.ед.
-------	-----------------	------------------

Ю ₁₁	2	0.31
Ю ₁₂	1	0.29
Ю ₁₃	3	0.32
Ю ₁₄₋₁₅	34	0.32

При определении водородосодержания в настоящем отчете предлагается использовать в качестве основной зависимость показаний нейтронного каротажа от W, полученной на основе расчета W_{ск} по керновым данным и значениям НК.

$$W_{\text{расч}} = (126240 * 0.000599 + (-15,4 * (J_{\text{нк}}^{0.703})) / (0.000599 + J_{\text{нк}}^{0.703}))$$

(11)

$$KTC = 0.8929 \quad \text{Пог} = 0.0375.$$

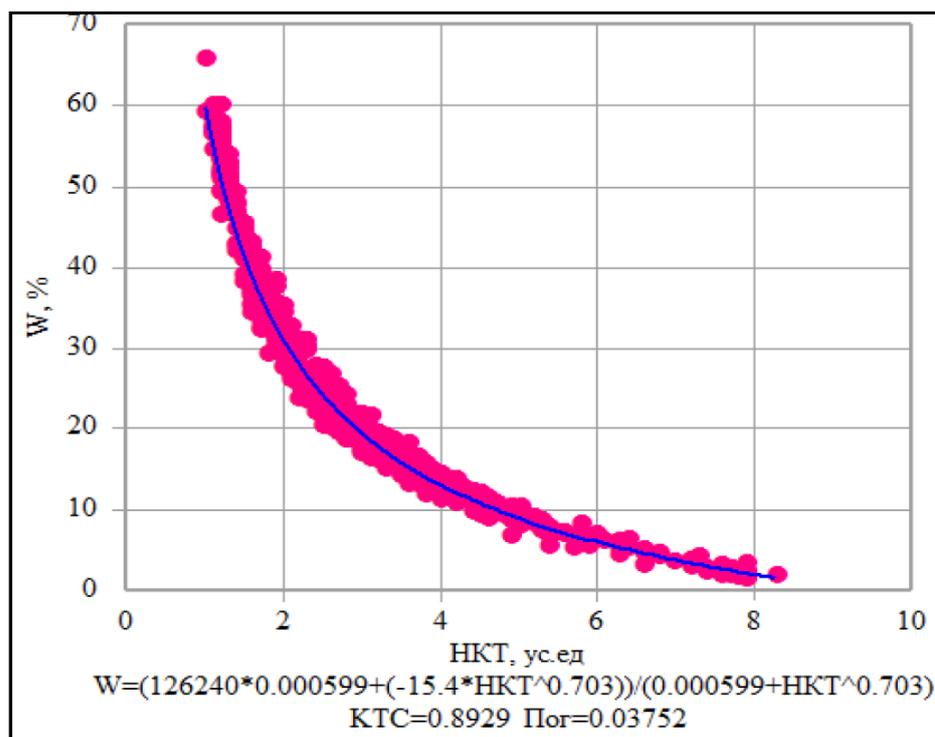


Рисунок 30. Зависимость водородосодержания от показаний нейтронного каротажа в эталонных скважинах по юрским отложениям Майского месторождения

С целью стандартизации показаний НК на Майском месторождении, возможно использование опорных скважин №№ 393 и 397, в которых значения аппаратного

водородосодержания и расчетное водородосодержание ($W_{ск}$) по керновым данным хорошо согласуются друг с другом, а также соответствуют водородосодержанию в углях порядка 40 %. Показания нейтронного каротажа в остальных скважинах нормировались в программном продукте Techlog.

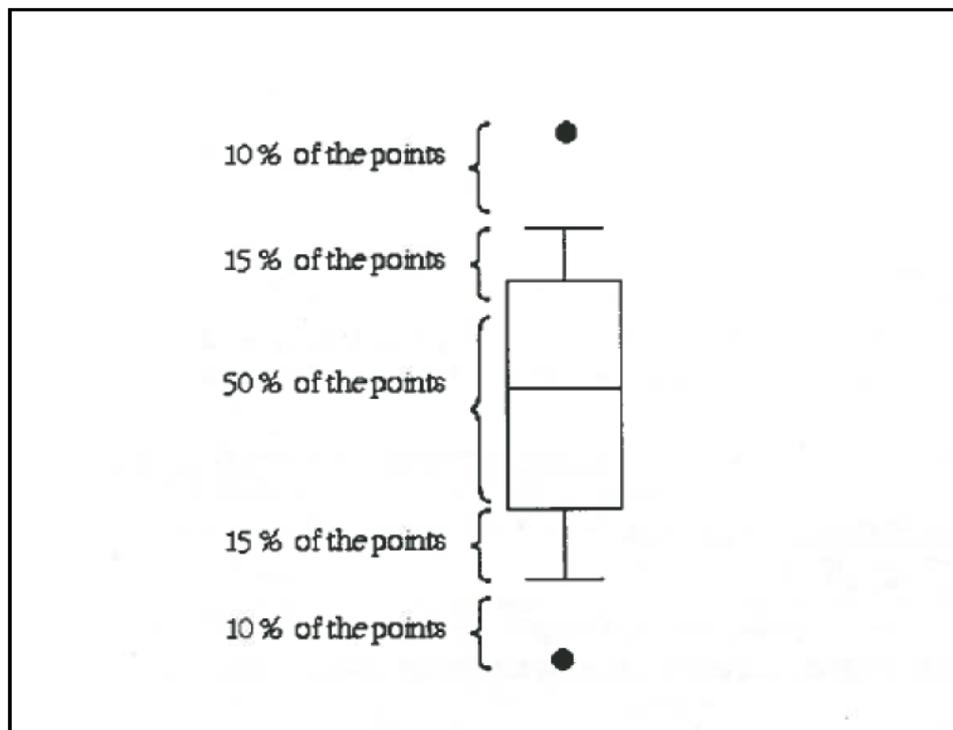


Рисунок 31. Пример выделения процентилей по показаниям нейтронного каротажа в эталонных скважинах.

По оси Y показан диапазон изменений кривой НКТб. Для каждой переменной рассчитывается 10-й процентиль (10% от значений кривой), первый (25% от значений кривой), средний (50% от значений кривой), и третий (75% от значений кривой) и 90-й процентиль (90% от значений). Оставшийся диапазон значений кривой после расчета 10-го и 90-го процентиля, считается основным или существенным диапазоном данных. Именно на пределы изменения существенных значений по опорным скважинам происходит нормирование записей нейтронного каротажа.

Диапазоны существенных значений, а также максимумы и минимумы по всем скважинам Майского месторождения до нормировки нейтронного каротажа.

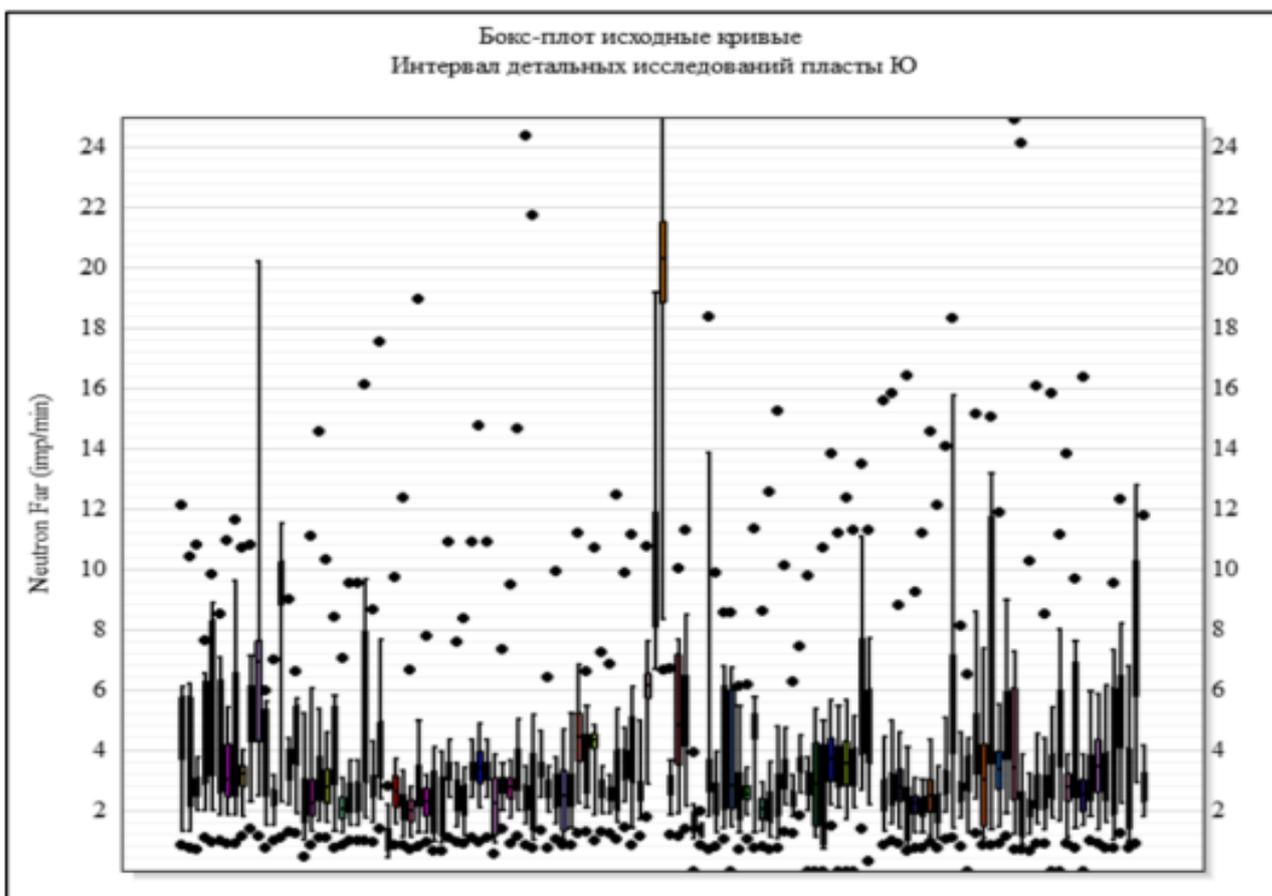


Рисунок 32. Бокс-плот исходных кривых НК в интервале детальных исследований продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.

Диапазоны существенных значений, а также максимумы и минимумы по всем скважинам Майского месторождения после нормировки нейтронного каротажа.

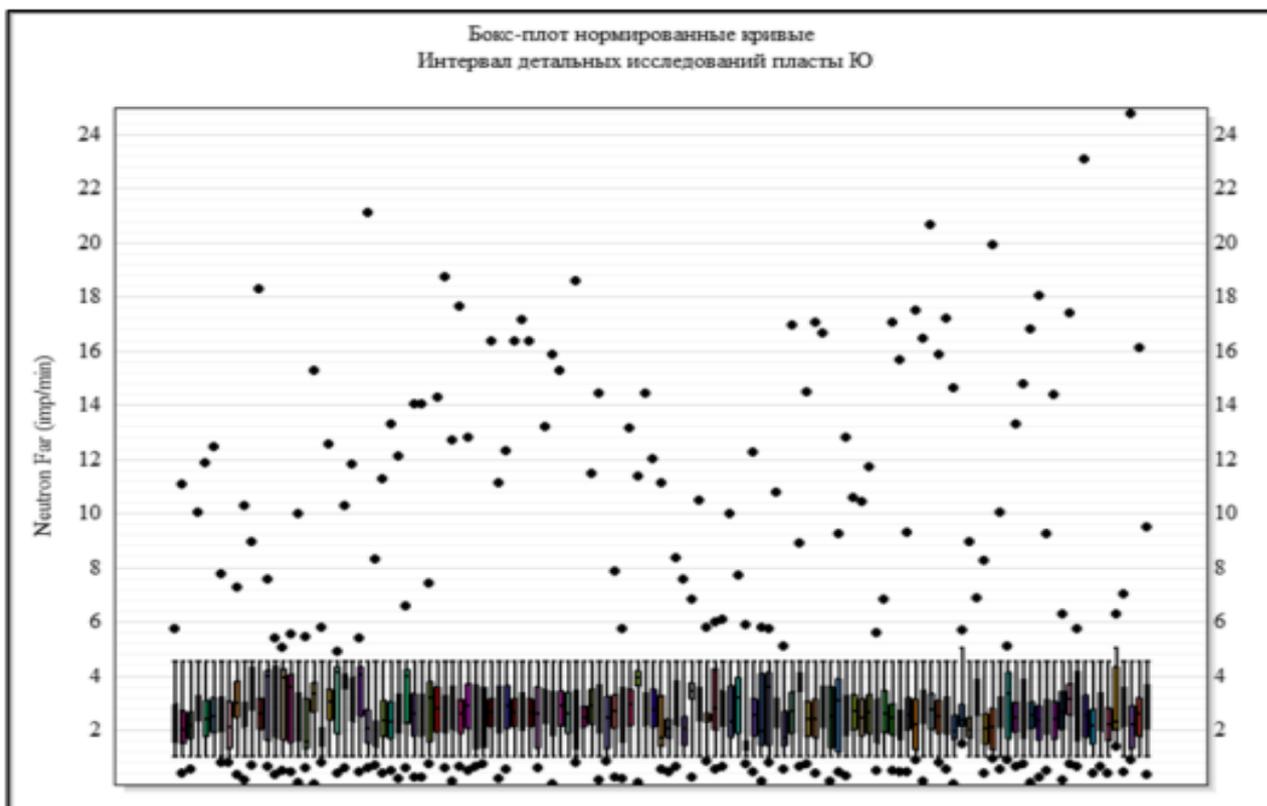


Рисунок 33. Бокс-плот нормированных кривых НК в интервале детальных исследований продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.

Расчеты емкостных свойств по нейтронному каротажу превысили допустимую погрешность метода (более $\pm 3\%$ абсолютных). Как уже указывалось выше, условия проведения ГИС и разрез скважин в интервале тюменской, салатской и урманской свит является неблагоприятным для количественной обработки нейтронного каротажа. Введение добавок KCL в буровой раствор приводит как к эффекту снижения водородосодержания от минерализации жидкости (а значит повышению показаний нейтронного каротажа), так и к уменьшению показаний нейтронного каротажа в зависимости от присутствия элементов с аномальным сечением захвата. Превалирование того или иного эффекта зависит от коллекторских свойств и размеров зоны проникновения в пласт. Кроме того, присутствие в пластах Ю₁₄₋₁₅ легкой нефти с высоким газовым фактором обуславливает необоснованное снижение водородосодержания по сравнению с результатами пористости, измеренной на керне.

Определение пористости по акустическому каротажу

Использование акустического каротажа осуществлялось на основе зависимости $K_{пкерн}=f(\Delta T)$, построенной для области коллекторов по данным керна ($K_{п}$) и ГИС (ΔT) из скважин Майской группы месторождений при выполнении подсчета запасов [40] и практически не претерпевших изменений в процессе переинтерпретации ГИС [36] (рис. 4.12):

$$K_{п}^{AK} (Ю_{13-17}) = 0.154\Delta T - 25.064 \quad (12)$$

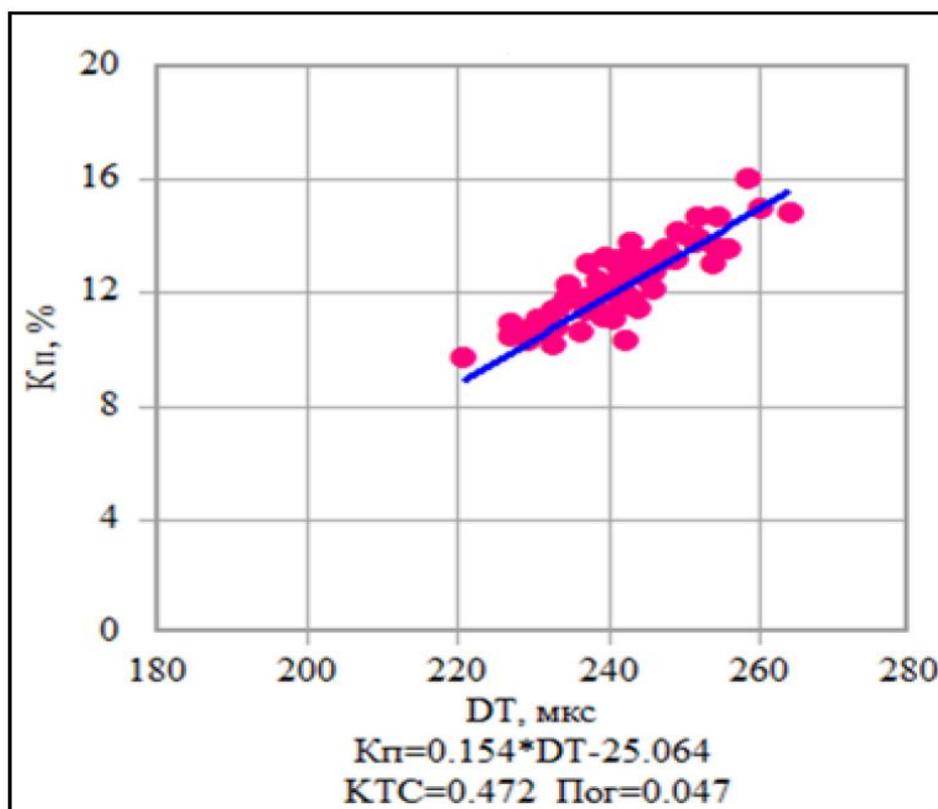


Рисунок 34. Зависимость пористости от интервального времени для отложений тюменской свиты Майского месторождения

Использование данных скорости продольных волн, измеренных на керне, для получения зависимости прямого определения пористости не рекомендуется, т.к. измерения в эксперименте проводят на частоте сигнала $f=100-1000$ кГц, при записи каротажа при частотах $f=10-20$ кГц. Наблюдаемое отличие скоростей связано с тем, что при

квазистатических измерениях ярче проявляется влияние вязкоупругой и микропластической деформации.

Нормирование кривых интервального времени для количественных определений емкостных свойств производилось с использованием функции $\Delta t_{норм} = a * \Delta t + b$ (аналогично стандартизации метода НК) путем использования бокс-плотов для существенного диапазона данных по кривым АК, записанных в опорных скважинах (№№ 397 и 698) и обрабатываемой скважины.

Определение пористости по гамма-каротажу

Пористость коллекторов пластов юрского возраста может быть определена по данным гамма-каротажа. Такой подход был апробирован и утвержден в ГКЗ на примере отчета: «Построение цифровой геологической и фильтрационной моделей, подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа продуктивных пластов Большого месторождения», ЗапСибНИИГГ, 2006 г. Таужнянским Г.В., Пановым С.Ф. и др.

Возможность использования данного подхода определяется также преимущественно кварцевым составом пород коллекторов Майского месторождения.

Состав обломочной части пород-коллекторов изучен в шлифах в скважинах 390, 392, 393, 397, 569, 570, 572, 573, 633, 698 Майской площади.

Обобщенные результаты объемного содержания компонент породы отдельно по каждому выделенному интервалу пластов приведены в таблице 4.8.

Таблица 8. Минералогический состав обломочной части пород пластов юрских отложений

Пласт	Кол-во	Кварц	Полевые шпаты	Обломки пород	Слюды		
					всего	мусковит	биотит
Ю ₁₁	3	45.33	24.33	27.25	3.08	3.08	0
Ю ₁₂	10	38.7	23.8	35.81	1.69	0.89	0.8
Ю ₁₃	10	38.1	24.5	36.12	1.28	0.98	0.2
Ю ₁₄₋₁₅	84	45.08	18.76	35.34	0.82	0.497	0.078

Основными породообразующими минералами скелета коллекторов являются кварц (38.1-46%), полевые шпаты (19.1-31%), обломки пород сложного состава и слюды (22.3-35.8%). Полевые шпаты (ПШ) в разной степени представлены калиевыми полевыми шпатами и плагиоклазами. Слюды представлены мусковитом и биотитом и присутствуют в качестве примесей (в основном до 3%). Акцессорные минералы представлены цирконом, турмалином, сфеном и эпидотом, реже – апатитом, рутилом, гранатом и т.д.

Для продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения наблюдается зависимость между сопоставляемыми параметрами гамма-каротажа и емкостными свойствами. С целью приведения показаний кривых ГК в разных скважинах к одним условиям рассчитывался двойной разностный параметр $\Delta J_{гк}$.

Двойной разностный параметр $\Delta J_{гк}$ рассчитывался по формуле:

$$\Delta J_{гк} = \frac{J_{гк} - J_{гк,мин}}{J_{гк,макс} - J_{гк,мин}}, \quad (13)$$

где $J_{гк}$, $J_{гк мин}$, $J_{гк макс}$ – показания ГК в изучаемом прослое, в опорном пласте с минимальными показаниями, в опорном пласте с максимальными показаниями в определенном интервале разреза соответственно.

В качестве опорных пластов для максимальных значений используют выдержанные пласты глин (мощность не менее 4-6 м). Выбор этих опорных пластов сложностей не вызывает.

Для минимальных значений:

1. Выдержанные (2-4 м) плотные пласты, коррелируемые по всей площади месторождения. Пласты, удовлетворяющие данным требованиям в юрских отложениях, на площади Майского месторождения отсутствуют.

2. Песчаники с известными свойствами. Из-за смены фациальных условий осадконакопления таких пластов (одинаковых во всех скважинах для всего интервала юры) нет.

3. Уголь с мощностью не менее 2-4 м. Такие пласты есть. Радиоактивность углей минимальная.

Таким образом, опорный пласт с минимальными показаниями $J_{гк} \text{ min}$ выбирался в интервале наиболее выдержанного угольного пласта. Опорный пласт с максимальными показаниями $J_{гк} \text{ макс}$ брался в интервалах неразмытых глин по разрезу продуктивных отложений без учета одиночных выбросов ГК. При построении зависимостей $k_{п}=f(\Delta J_{гк})$, использовались осредненные значения пористости по данным анализов керна для пропластков с мощностью более 0.8 метра и представительностью керновых определений более 2-3.

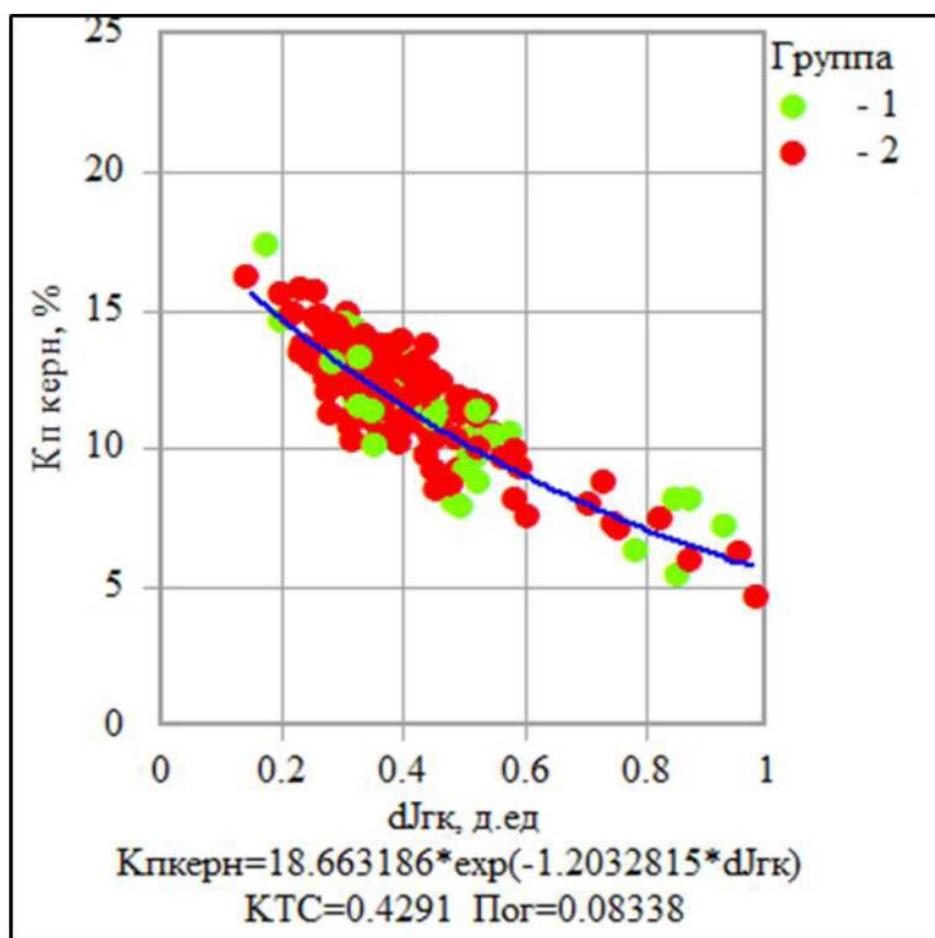


Рисунок 35. Зависимость пористости от показаний гамма-каротажа для юрских отложений Майского месторождения (зона 1 – Ю₆₋₁₁, зона 2 – Ю₁₂₋₁₇)

Для пластов Ю₆₋₁₇ зависимость аппроксимируется следующим уравнением:

$$K_{п} = 18.663186 * \exp(-1.2032815 * dJ_{гк}), (K_{ТС} = 0.5737 \text{ Пог} = 0.05919). \quad (13)$$

Для дальнейших расчетов коэффициента проницаемости и коэффициента нефтенасыщенности рекомендуется использовать пористость, определенную по ГГК-П, АК при полном комплексе ГИС, ГК – при отсутствии двух перечисленных методов и для области неколлекторов (глин) при поточечной обработке.

Определение проницаемости

В процессе переинтерпретации ГИС [36] проницаемость пластов оценивалась при помощи гидравлических единиц потока (FZI).

Гидравлическая единица потока – представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород.

Для расчета проницаемости применено уравнение Козени-Кармана:

$$K_{пр} = (K_{п}^3 / (1 - K_{п})^2) * (1 / (F * \tau^2 * S^2)), \quad (14)$$

где F – параметр формы, τ – извилистость, S – удельная поверхность.

Данное уравнение может преобразовано:

$$K_{пр} = (K_{п}^3 / (1 - K_{п})^2) * (FZI^2). \quad (15)$$

где FZI – гидравлические единицы потока.

Стандартный график для продуктивных пластов юрского возраста с примененными FZI аппроксимируется следующим выражением:

$$K_{пр} = 5.9718949E-07 * K_{п}^{(3.3008279)} * FZI^{(2.0082559)}, \quad KTC = 0.9842. \quad (16)$$

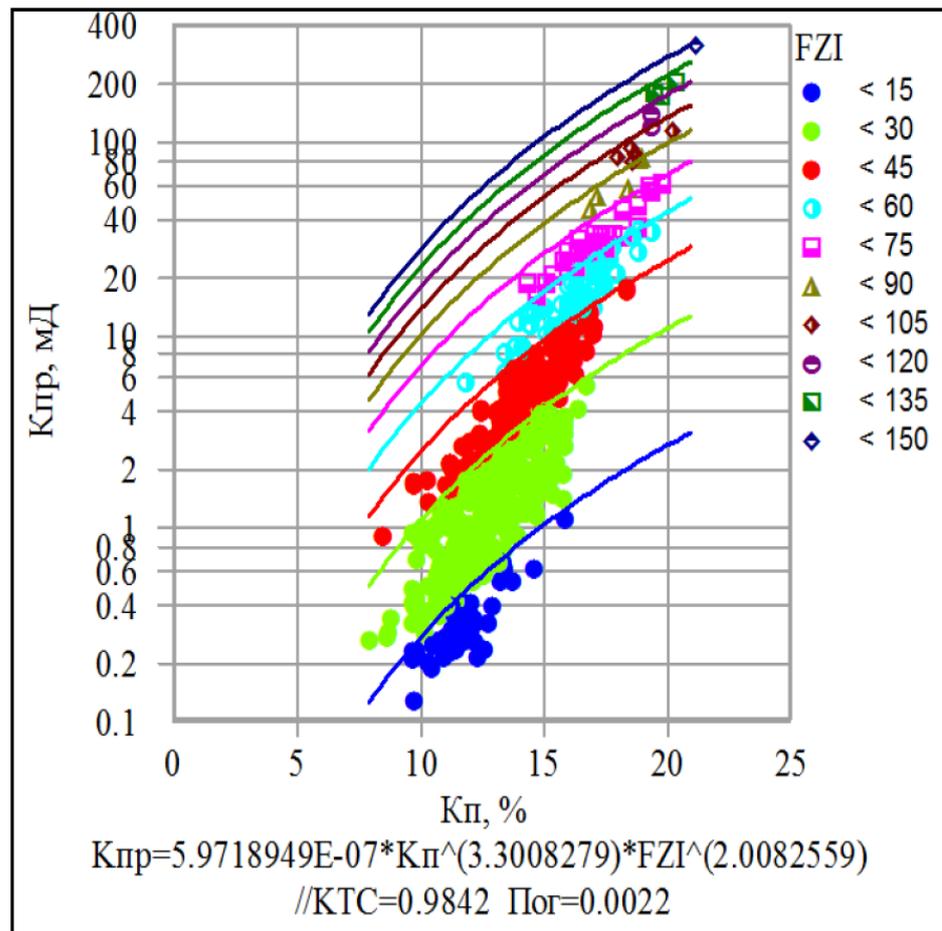


Рисунок 36. Зависимость $K_{\text{пр}}(K_{\text{п}}, FZI)$ для юрских отложений Майского месторождения

Разными авторами при использовании гидравлических единиц потока для оценки проницаемости применяются различные коэффициенты приведения. В отчете по переинтерпретации [36] для увеличения дифференциации используются FZI без учета коэффициентов приведения. Для соответствия полученных данных классификации (палетке) GHE (global gidravllic elements – глобальные гидравлические элементы), достаточно умножить результаты по FZI на коэффициент 0.0314 [36].

Учитывая малый диапазон изменения FZI с применением классификации GHE для целей типизации разреза лучше использовать упрощенный вариант, полученный сразу с уравнения Козени-Кармана (уравнение 15).

Успешное практическое применение данного подхода при работе с материалами ГИС достижимо только, если используется точный независимый метод определения $K_{\text{пр}}$ по

ГИС, а это предъявляет высокие требования к необходимому комплексу геофизических исследований в скважинах.

Адаптация гидравлических единиц проведена с массовым содержанием алеврито-глинистой компоненты FZI (Кп, Сал_гл). Т.к. теснота связи по данной зависимости незначительна, дополнительно используется контрольное сопоставление - расчет FZI по значениям эффективной пористости, особенно при наличии в скважине записи ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

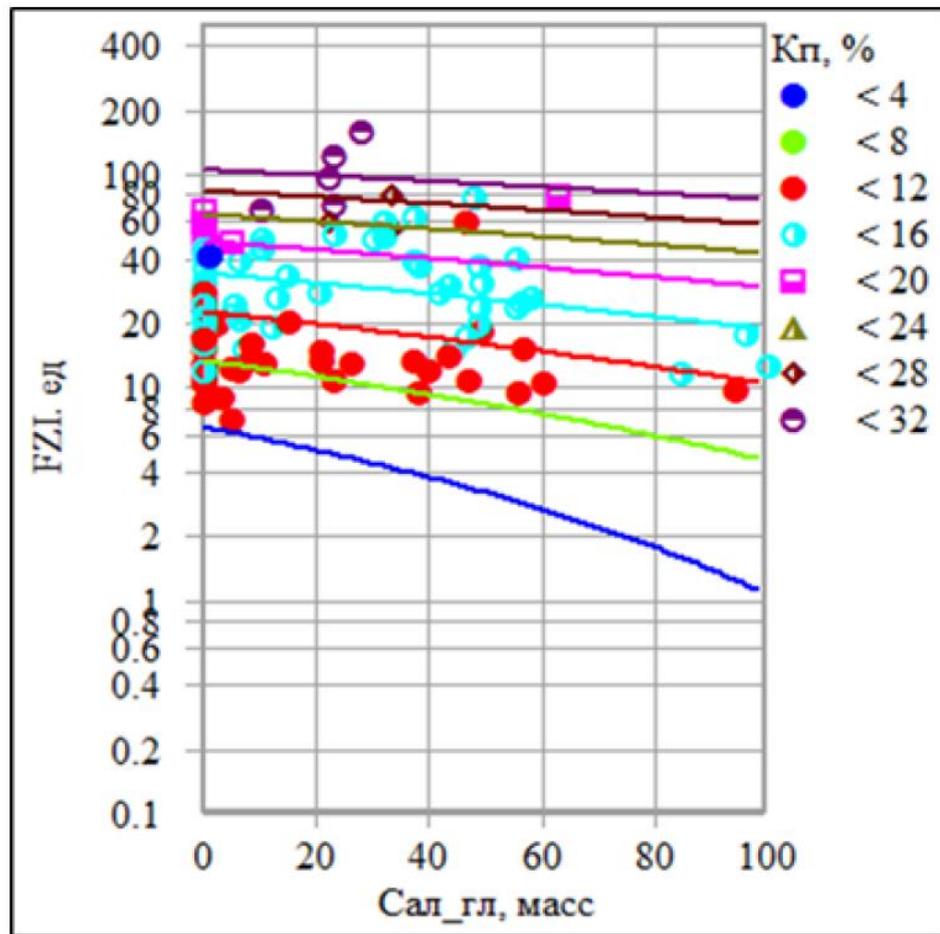


Рисунок 37. Зависимость FZI(Кп, Сал_гл) для продуктивных пластов юрского возраста Майского месторождения.

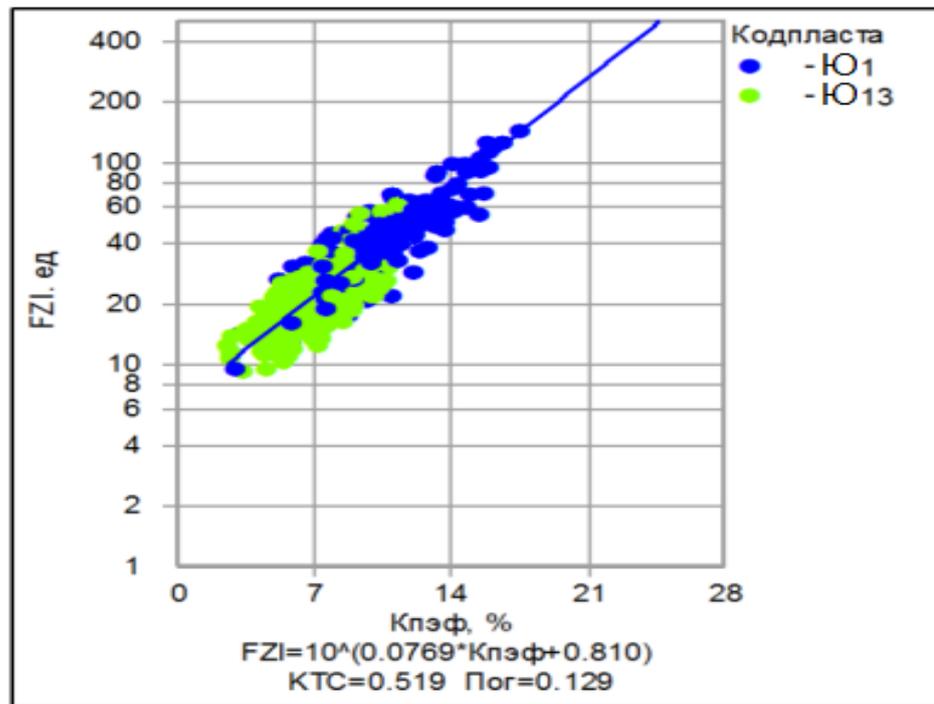
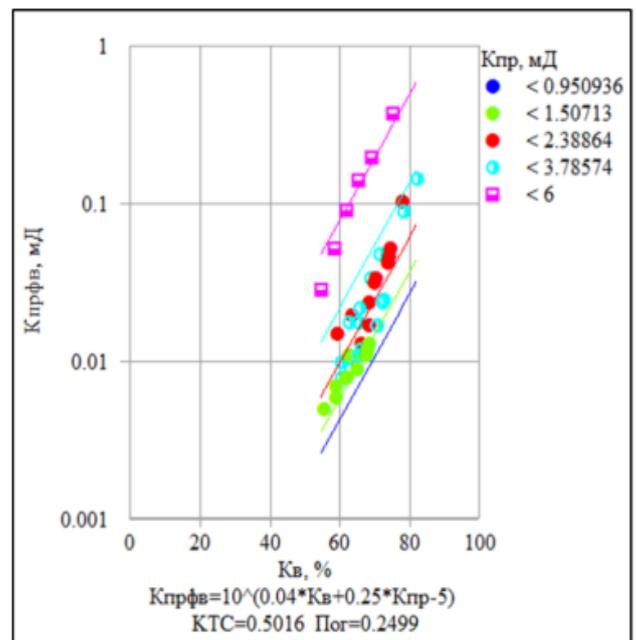
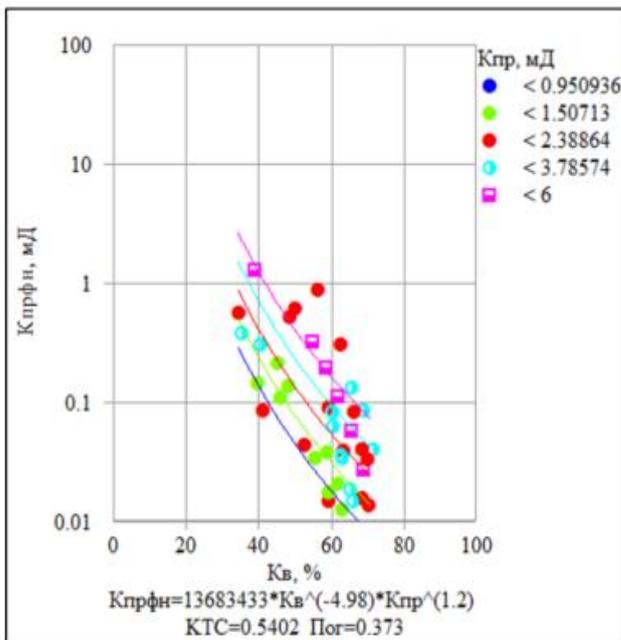


Рисунок 38. Зависимость FZI (Кп эф) для продуктивных пластов Майского месторождения

Для перехода от абсолютных значений проницаемости к фазовым использовались эксперименты по определению ОФП. Оценка фазовых проницаемостей $K_{прн}$ и $K_{прв}$ осуществлялась по зависимостям от абсолютной проницаемости и водонасыщенности.



а) Кпрн(Кв), шифр Кпр

б) Кпрв(Кв), шифр Кпр

Рисунок 39. Зависимости фазовых проницаемостей от водонасыщенности для продуктивных пластов Ю₁₁₋₁₅ Майского месторождения

Определение удельного электрического сопротивления и характера насыщения продуктивных пластов

Величины удельных сопротивлений коллекторов определялись по комплексу методов БКЗ-БК-ИК с помощью изорезистивной методики.

Удельное сопротивление промывочной жидкости, необходимое для уверенной интерпретации данных БКЗ, определялось по данным скважинной резистивиметрии. В тех скважинах, где резистивиметрия по каким-либо причинам была не выполнена, для оценки ρ_c привлекались данные микрозондирования в глубоких кавернах.

Перед началом обработки оценивалось качество кривых БКЗ, БК и ИК. С этой целью в разрезах скважин выделялись пласты глин, которые принимались за опорные. По опорным пластам осуществлялся контроль качества зондов БКЗ, индукционного и бокового каротажа, а также уточнялась величина ρ_c . При необходимости в показания зондов БКЗ и ИК вносились поправки за искажение масштаба и смещение нулевой линии.

Определение УЭС пластов по комплексу БКЗ-БК-ИК не производилось в пластах мощностью менее 2 метров. В этих пластах ρ_n определялось по индукционному методу и ВИКИЗ. При этом в случае наличия больших зон проникновения в водонасыщенной части пласта (ЗП) фильтра бурового раствора ($D/d > 4$) вводилась поправка за наличие данной зоны. Параметры ЗП принимались по близлежащим пластам большой мощности с таким же прогнозным насыщением, обработанным по изорезистивной методике. В эксплуатационных скважинах и скважинах с полимерным раствором, как правило, величины зон проникновения фильтра бурового раствора небольшие ($D/d < 5$), при этом поправкой за наличие ЗП можно пренебречь.

В пластах мощностью менее 0.8 метра определение УЭС не производилось.

Оценка характера насыщенности коллекторов включает разделение их на водоносные и нефтесодержащие, установление типа насыщающих углеводородов и оценку возможности получения притоков нефти.

В пределах нефтяных залежей выделяются сверху вниз две зоны:

- однофазной фильтрации нефти;
- двухфазной фильтрации нефти и воды.

Нижней границей зоны двухфазной фильтрации и залежи в целом является водонефтяной контакт ВНК, ниже которого при опробовании получают однофазный приток воды, а выше – приток нефти с водой.

На практике, как правило, существует зона неоднозначности по значениям УЭС, при которых получают как однофазные притоки нефти или воды, так и водонефтяную смесь. С одной стороны это связано с погрешностью определения УЭС, а с другой – с технологическими факторами, сопутствующими проведению испытаний пластов. Данное обстоятельство не позволяет уверенно установить величину $\rho_{п}^{кр}$. В связи с этим выделяются зоны притока чистой нефти или чистой воды, а водонефтяные участки прогнозируются с определенной долей вероятности.

В настоящей работе в качестве критической водонасыщенности использовались данные ОФП при обводненности 95-98%, рассчитанной по касательной к функции Леверетта (с учетом соотношения вязкостей флюидов для каждой из групп пластов).

На рис. 40 приведено сопоставление $K_v = F(K_p)$ для пластов юрского возраста. На этом графике показаны данные K_v , полученные по результатам определения относительных фазовых проницаемостей на моделях пластов Ю₁₁₋₁₅ и значения критической водонасыщенности на ВНК по функции Леверетта.

Значения критической водонасыщенности предлагается использовать как при оценке характера насыщения, так и при геологическом моделировании коэффициента нефтенасыщенности на ВНК.

$$K_v(\text{ВНК}) = 116.95 * K_p^{(-0.216)}. \quad (17)$$

Значения критической водонасыщенности могут быть пересчитаны в критические сопротивления с учетом известных уравнений $R_{п}(K_{п})$, $R_{н}(K_{в})$ и $R_{в}$ (для тюменской свиты – 0.067 Омм): $R_{п_критич}$ (тюменская свита) 6.6-3.1 Омм.

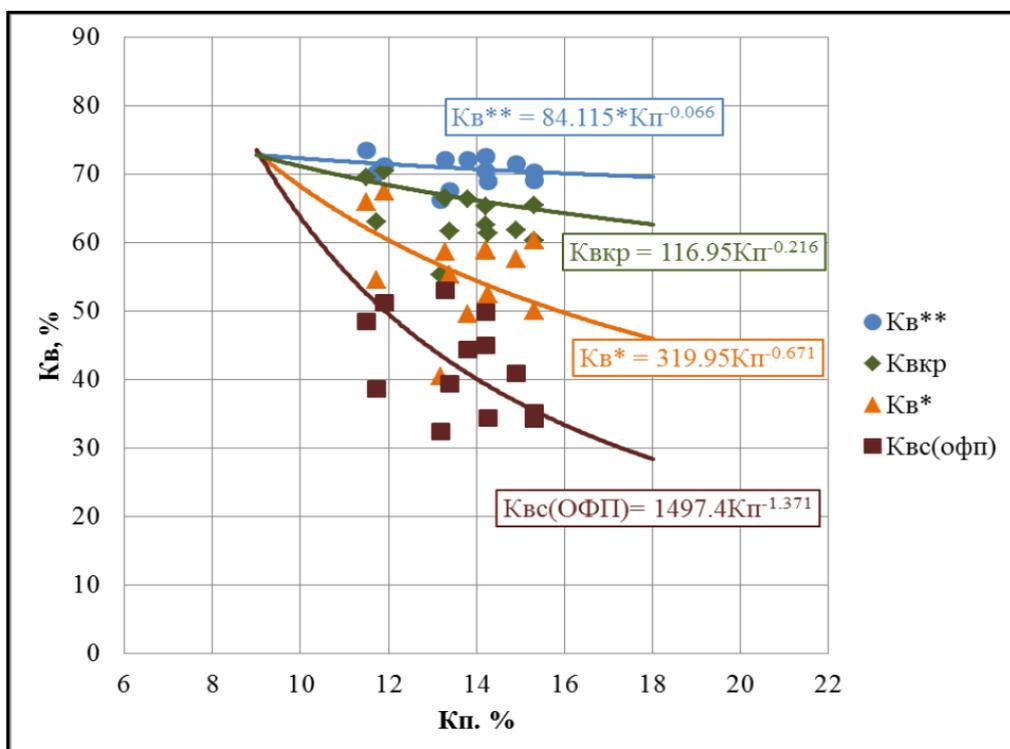


Рисунок 40. Сопоставление $K_{в}=F(K_{п})$ для продуктивных пластов Ю₁₁₋₁₅ Майского месторождения

Определение коэффициента нефтенасыщенности

Оценка коэффициента нефтенасыщенности производилась по методике Дахнова-Арчи с использованием керновых зависимостей $R_{п}=f(K_{п})$ и $R_{н}=f(K_{в})$.

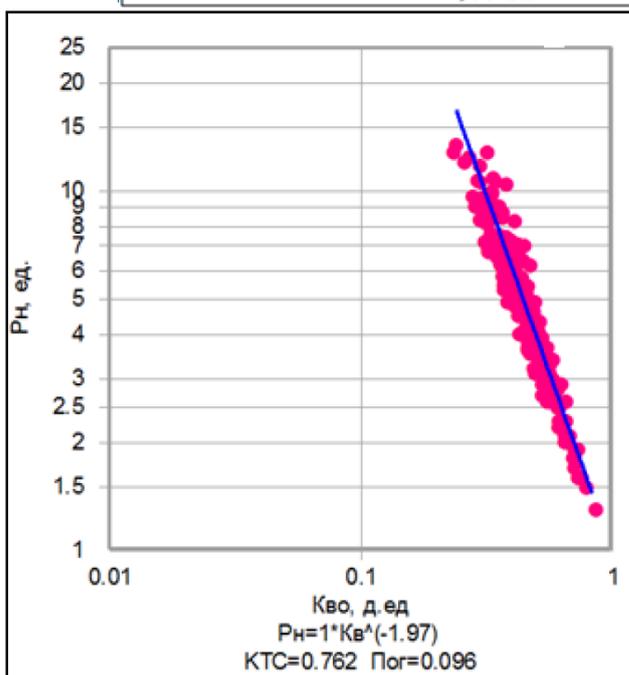
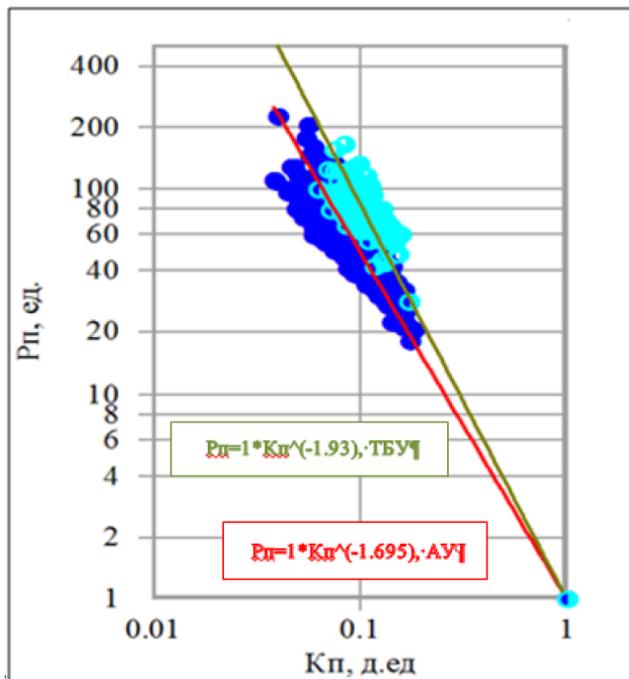
При температуре пласта сопротивление пластовых вод пластов Ю₁₁₋₁₅ составляет 0.0676 Омм. Зависимость $R_{п}=f(K_{п})$ была получена в атмосферных и термобарических условиях для пластов Ю₁₁₋₁₅:

$$R_{п} = 1 * K_{п}^{-1.695} \text{ – в атмосферных условиях,} \quad (18)$$

$$R_{п} = 1 * K_{п}^{-1.93} \text{ – в термобарических условиях;} \quad (19)$$

зависимость $R_H=f(K_B)$ (рис. 4.19б):

$$R_H = 1.0 \cdot K_B^{-1.97}. \quad (20)$$



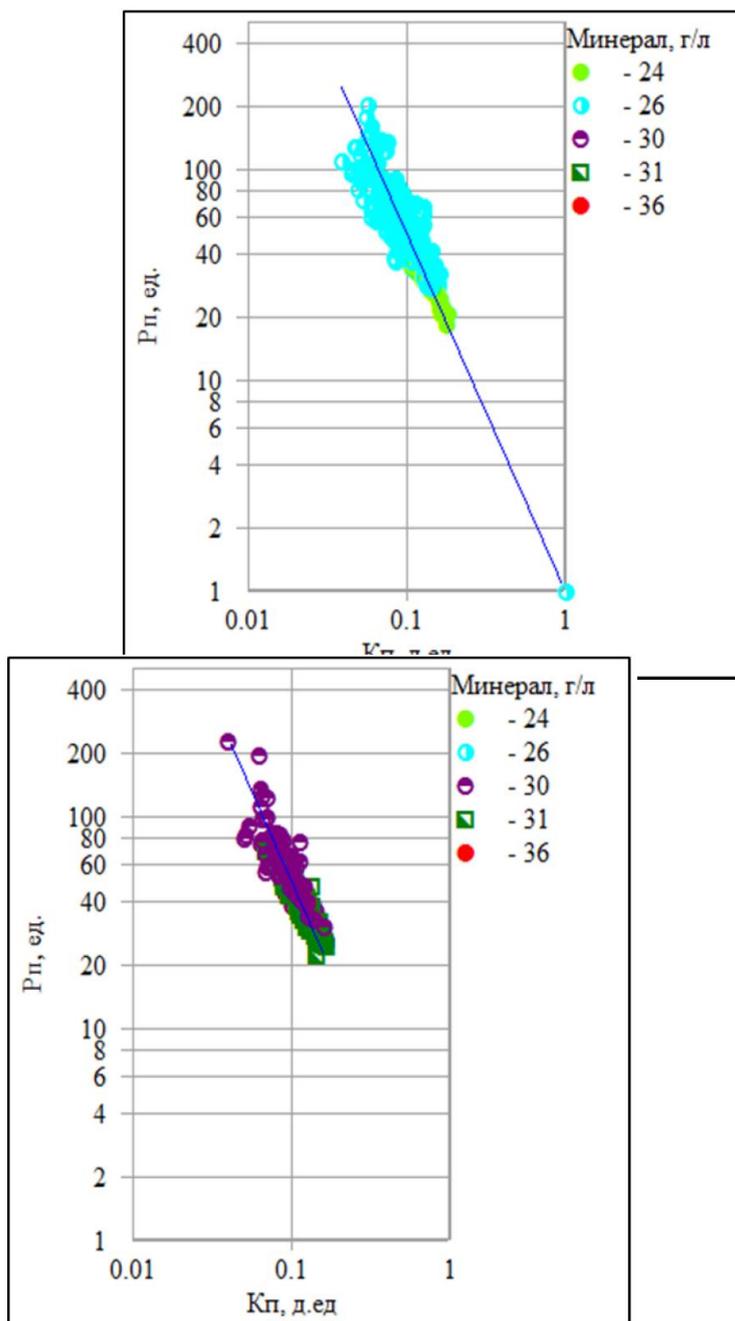
а) $R_{п}(K_{п})$

б) $R_{н}(K_{в})$

Рисунок 41. Зависимости $R_{п}(K_{п})$ и $R_{н}(K_{в})$ для пластов Ю₁₁₋₁₅ Майского месторождения

Основной разброс точек наблюдается на зависимости $R_p(K_p)$, т.к. данная связь в значительной степени контролируется не только структурным показателем, а минерализацией (сопротивлением) пластовых вод.

Наибольший разброс значений УЭС характерен для минерализации насыщающего раствора 26 г/л и ниже, что не соответствует принятой S_v для данных пластов. В области минерализации 31-36 г/л зависимость тесная и не противоречит теоретическим представлениям.



а) $S_v \leq 26$ г/л

б) $S_v = 31-36$ г/л

Рисунок 42. Зависимость $R_p(K_p)$ в атмосферных условиях по пластам Ю₁₁₋₁₅

Получить сопоставление $R_p(W_v)$ со значениями сохраненной водонасыщенности не представляется возможным, т.к. отобранные герметизированные образцы по скважинам №№

698 (6 обр) и 573 (16 обр) некондиционны: изменение Кн по скв. 698 составляет 3.43-9.29%; по скв. 573 – 0.8-10.7%, что находится на уровне погрешности.

6. Интеллектуальное месторождение: оптоволоконные кабели для мониторинга работы скважины

В последние годы в сфере добычи нефти и газа регулярно упоминается термин «интеллектуальное/цифровое месторождение». Данные прорывные инновационные технологии интеллектуализации разработки нефтяных и газовых месторождений дают возможность открыть новую стадию эксплуатации старых месторождений и значительно сократить издержки на освоение и эксплуатацию месторождений при стабильном повышении эффективности. На современном этапе развития мировой экономики это необходимые условия повышения конкурентоспособности нефтяных и газовых компаний. В настоящее время большинство крупнейших международных нефтегазовых компаний имеют подразделения, занимающиеся разработкой и имплементацией принципов интеллектуального месторождения. В России в связи со стратегической ролью нефтегазового комплекса в экономике страны предполагается увеличить инвестиционные капиталовложения для внедрения интеллектуальных технологий в данной сфере. [4]

Термин «интеллектуальное месторождение» базируется на понятии интеллектуального управления, которое трактуют как способы управления, использующие различные подходы искусственного интеллекта, а именно эволюционные вычисления, искусственные нейронные сети, машинное обучение, генетические алгоритмы и т. д.

Существование интеллектуальных месторождений невозможно без соблюдения следующих принципов: достаточно четкие интерфейсы обратной связи (связь, датчики); формализованность (оптимальность) информационной модели месторождения; интерфейсы для оптимизации критериев, процессов и моделей; стройный аппарат управления. К современным разновидностям интеллектуальных нефтегазовых технологий можно отнести: «интеллектуальные» скважины — smart wells; новые способы изучения скважин; «интеллектуальные» модели продуктивных пластов; регулирование разработки месторождений нефти и газа; «интеллектуальные» технологии разработки месторождений; 3D идентификация коллекторских свойств пластов; нетрадиционные способы разведки, диагностики и разработки. [4]

По оценке специалистов из компании «Cambridge Energy Research Associates», переход на цифровые технологии может сократить до 7% эксплуатационных расходов, а

применение цифровых технологий для повышения коэффициента извлечения продукта за пару лет может увеличить общемировую добычу нефти на 125 миллионов баррелей.

В первую очередь создание «интеллектуального месторождения» означает более широкое применение информационных технологий с целью содействия в разведке и добыче нефти. Сегодня «интеллектуальное месторождение» превратилось в обобщающий термин, который описывает виды деятельности в ходе всего технологического процесса.

Существует тенденция по замене этим термином более ранних, таких, как «умные месторождения» (с применением постоянного контроля и управления) или «электронные месторождения».

Одна из главных особенностей — это использование оптоволоконных датчиков температуры и давления по всему месторождению (преимущественно под землей), которые подключаются к станциям слежения на поверхности. Затем данные передаются в офисы компании и загружаются в компьютерные модели оптимизации, которые позволяют инженерам видеть в режиме реального времени (а также в виде трехмерных изображений) то, как нефть движется по месторождению. Эти подземные датчики также действуют в качестве системы заблаговременного предупреждения, что позволяет инженерам узнавать о потенциальных проблемах еще на раннем этапе их возникновения, оценивая влияющие факторы.

Применение оптоволоконных кабелей (ОВК) значительно сокращает экономические затраты на проведение геофизических и гидродинамических исследований скважин (снижение прямых потерь в добыче нефти, заложенных на время остановки скважин для проведения исследований) и позволяет в режиме реального времени контролировать работу погружного оборудования; следить за изменением профиля притока флюида, поступающего из пласта; обнаруживать негерметичность эксплуатационной колонны скважины и выявлять заколонные перетоки).

Принцип действия оптоволоконной системы основан на передаче через ОВК импульса лазерного излучения. При этом в каждой точке ОВК происходит эффект рассеяния света. Рассеянный свет поступает в блок обработки сигнала наземного преобразователя, где посредством фильтра отделяются антистоксовы компоненты рассеяния, интенсивность которых зависит от температуры. Измеренные значения температуры передаются в базу

данных посредством системы кустовой телемеханики или по каналу связи GPRS. Один наземный прибор может контролировать параметры от 1 до 16 скважин одновременно.

Оптоволокно помещают в нержавеющей герметичную трубку и покрывают оболочкой, а затем, как и обычный геофизический кабель, покрывают специальной защитной броней, также выполняющей грузонесущие функции. Отличие ОВК от обычного геофизического кабеля состоит в том, что вместо медной изолированной жилы его конструкция включает трубочку очень маленького диаметра (от 2,4 мм), внутри которой и располагается оптоволокно.

Температурный диапазон применения ОВК простирается от -60° до $+400^{\circ}$, пространственное разрешение составляет 0,3–0,8 м, чувствительность и точность зависят от типа регистрирующего прибора. Максимальная длина кабеля до разрыва (в воздухе) составляет 5 000 метров, тогда как максимальная регистрирующая длина на поверхности может быть увеличена до 25 000 метров.

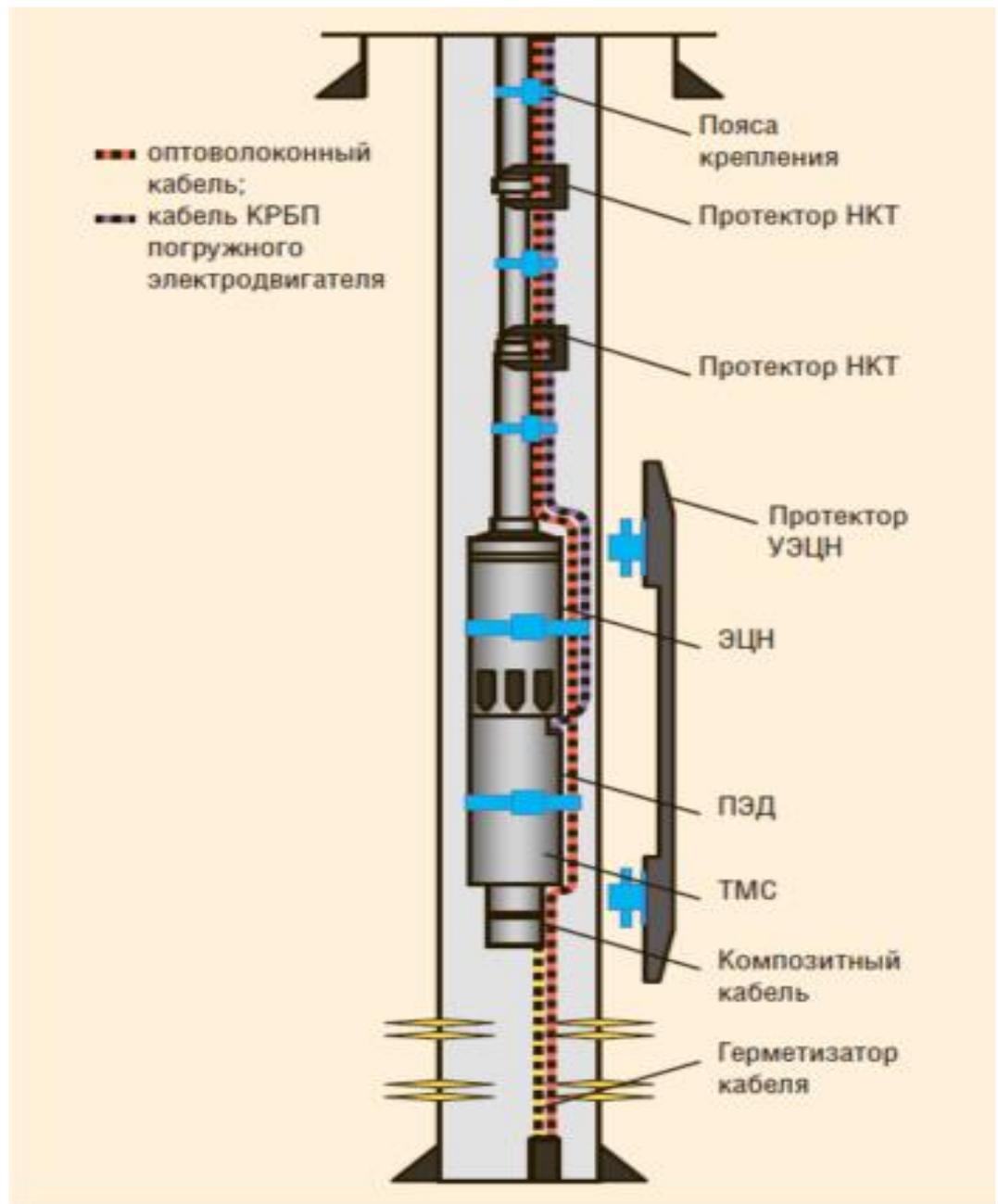


Рисунок 43. Возможная компоновка подземного оборудования.

Размещая кабель - датчик в различных скважинах и проводя непрерывное наблюдение или исследование в динамических режимах, мы можем решать следующие задачи:

- 1) контроль технического состояния эксплуатационной колонны, НКТ и пакеров;

- 2) определение наличия заколонных перетоков;
- 3) отслеживание растепления мерзлоты и ее уровня;
- 4) оценка профиля притока и приемистости (в добывающих скважинах);
- 5) обнаружение прорывов газа;
- 6) контроль состояния кабеля КРБК(П) (КПБК, КПБП) и ПЭД;
- 7) контроль изменения температуры и давления в интервале ЭЦН – забой (оптимизация водопритока);
- 8) определение профиля притока в горизонтальных скважинах (жесткость кабеля позволяет спускать его в горизонтальную часть);
- 9) контроль интервалов притока после многостадийного ГРП (МГРП) и многие другие задачи.

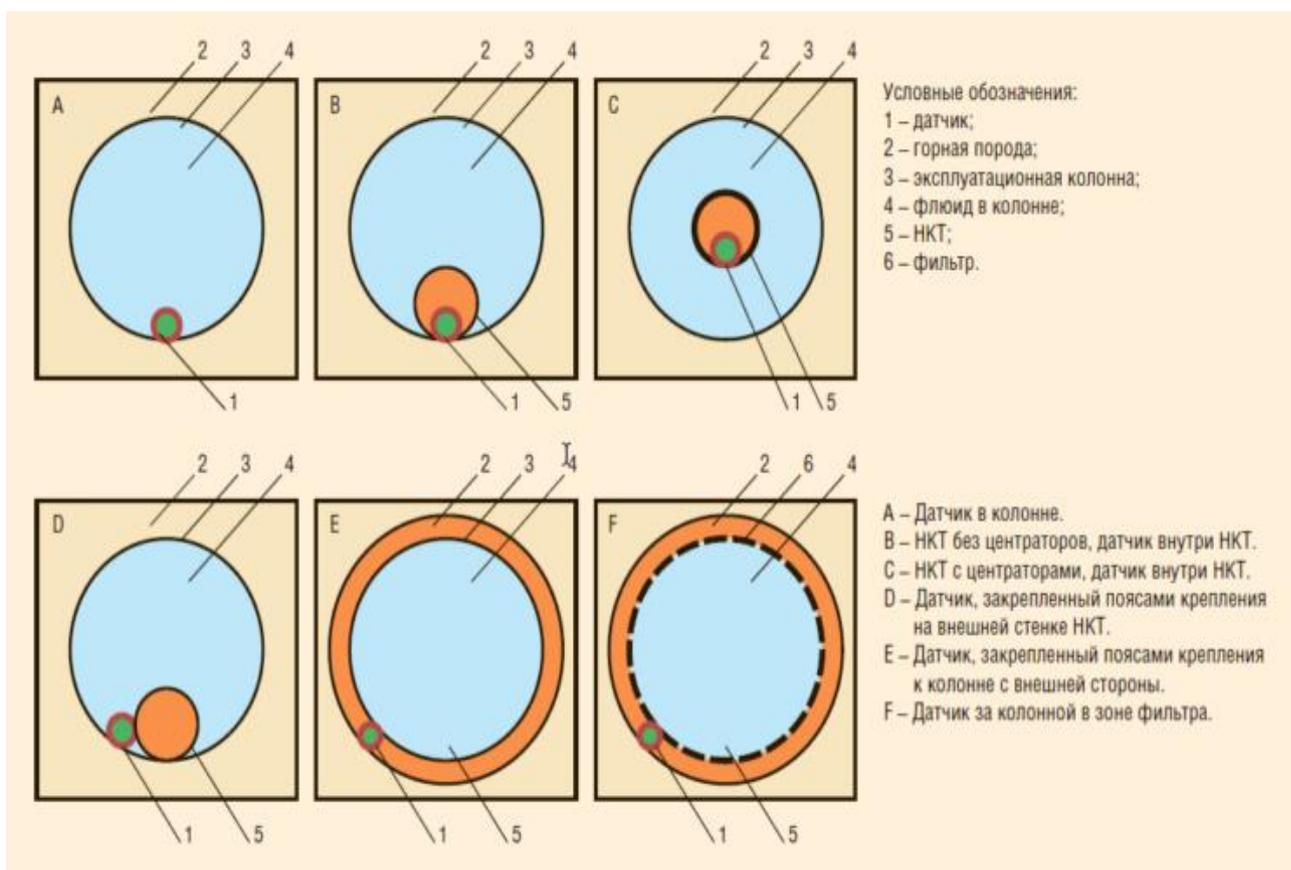


Рисунок 44. Вероятные расположения ОВК

Сейчас цифровые технологии могут использоваться на всех этапах нефтедобывающих технологий, включая автоматизированные системы работы, подземные оптоволоконные системы контроля, автоматический сбор данных, моделирование резервуаров в реальном времени, цифровые системы контроля резервуаров и скважин, которые выявляют утечки и осуществляют автоматическую мгновенную диагностику возможных проблем, а также расширенные функции оценки запасов и рисков.

Примеры интеллектуальных месторождений уже существуют. Они иногда именуется «виртуальными месторождениями» и функционируют как самостоятельные цифровые системы, на которых в устье скважины участие человека не требуется вовсе или требуется в очень незначительной степени. Это создает ряд преимуществ, как указывает компания «Cisco Systems», предлагающая технологии для виртуальных месторождений.

Специализированная экспертная оценка основных ресурсов на основе системы, которую можно использовать в любой точке мира, преодоление фактора влияния уровня квалификации вследствие старения персонала; комплектация проектов кадрами может осуществляться исходя из их компетенции, а не фактического местонахождения, что улучшает производительность и доход; люди могут связываться между собой вне зависимости от времени, пространства или организационных ограничений; степень загрузки оборудования возрастает вследствие повышения производительности месторождений; наконец, даже небольшие нефтедобывающие компании могут слаженно и эффективно работать в различных точках планеты. [3]

Более эффективный и качественный расчет нефте- и газоносных слоев может приводить к 7%-му снижению производственных затрат и 25%-му снижению капитальных и эксплуатационных расходов, в то время как применение динамического бурения может вдвое увеличивать коэффициент «попадания в цель» и снижать расходы на бурение на 15%. Выполняемые на основе полученных данных контроль, наблюдение, диагностика и оптимизация резервуаров помогают увеличивать коэффициенты извлечения на 65%.

Именно эти очевидные преимущества вызывают растущий интерес энергетических компаний, некоторые из которых уже запустили собственные программы по оцифровке своей деятельности. Например, компания «Shell» еще в 2004г. запустила свою программу «Умные месторождения» («Smart Fields»), которая объединяет технологии измерения, контроля, и управления в реальном времени, применяемые при работе на нефтегазовых

месторождениях и планировании их развития. Это означает, что работа на месторождениях может выполняться без участия людей, причем инженеры могут управлять ими, где бы они ни находились.

Экономический эффект от применения данной технологии складывается из нескольких составляющих:

- мониторинг профилей нагнетания и притока, подбор оптимального алгоритма для выстраивания системы разработки и мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи, а также рекомендации по оптимизации системы ППД;
- сокращение прямых потерь в добыче нефти, заложенных на время остановки скважин для проведения исследований;
- оперативное (в режиме реального времени) обнаружение негерметичности и заколонных перетоков;
- начало реализации проекта интеллектуального месторождения.

Согласно расчетам, экономический эффект от внедрения ОВС составляет 2 363 860,8 руб., срок окупаемости – 2,3 года.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Арбузову Игорю Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Обеспечение системы налогообложений, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев,</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценка стоимости геофизических работ на скважинах</i>
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту</i>
<i>3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований</i>
<i>4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Общий расчет сметной стоимости проектируемого комплекса ГИС</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<i>Отсутствует</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Арбузов Игорь Валерьевич		

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1. Организационно-экономический раздел

7.1.1. Характеристика предприятия, на котором будут выполняться проектируемые работы

Майское нефтяное месторождение относится к Каргасокскому району Томской области. Проектируемые геофизические исследования будут проводиться комплексной партией, входящей в состав полевой геофизической экспедиции ООО «Томскгазпромгеофизика» г. Томск.

Организация 'ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ТомскГАЗПРОМгеофизика"' зарегистрирована 30 октября 2002 года по адресу 634041, ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, ГОРОД ТОМСК, УЛИЦА ЕНИСЕЙСКАЯ, 26. Компании был присвоен ОГРН 1020400742230 и выдан ИНН 0411052446. Основным видом деятельности является работы геологоразведочные, геофизические и геохимические в области изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы. Компанию возглавляет ИЗОТОВ ВЛАДИМИР МИХАЙЛОВИЧ.

На 01.01.2020 в ООО "ТОМСКГАЗПРОМГЕОФИЗИКА" числится 204 сотрудника.

Организационная структура ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика»

Общая численность – 204 сотрудника.

Аппарат управления (АУП)

Контрольно-интерпретационная партия (КИП)

- Группа обработки в г. Стрежевом .
- Группа обработки данных открытого ствола скважин.
- Группа обработки по контролю за разработкой месторождений.
- Опытно-методическая партия.
- Группа по обработке данных ГТИ и ГК.

Промыслово-геофизическая экспедиция (ПГЭ)

- 30 промыслово-геофизических партий.
- 52 геофизических подъемников, 36 станций “Кедр” для выполнения комплекса ГИС.
- 2 автономных комплекса “Алмаз” для выполнения комплекса ГИС на буровом инструменте в горизонтальной и наклонной части ствола скважин.
- Базы в г. Кедровом, г. Стрежевом и Мыльджино.

- 4 комплекта устьевого оборудования для работы в скважинах с давлением на устье более • 350 атмосфер.

- 3 геофизические вышки ВГ-2.

Экспедиция геолого-технических исследований и газового каротажа

- 14 партий ГТИ и ГК, станции «РАЗРЕЗ-2».

- Партия по исследованию шлама – 8 геологических модулей.

- 5 модулей контроля процесса цементирования совместимых со станцией ГТИ и ГК.

- Партия по контролю процесса цементирования: 2 станции – мобильная, вертолетная.

- 8 спутниковых терминалов для передачи информации на верхний уровень управления.

- Участок ремонта технологического оборудования станций.

Служба наклонно-направленного бурения (ННБ)

- 8 полевых партий телесистем СИБ-2, в том числе 1 мобильная.

- Партия телесистем Sperry-Sun.

- Партия зарезки боковых стволов скважин.

- Лаборатория по обследованию турбогенераторов.

- Лаборатория по ремонту и обслуживанию инклинометра и гамма зондов.

- Лаборатория по ремонту и обслуживанию пульсаторов.

Производственно-техническая служба (ПТС)

- Отдел взрывных работ (ОВР).

- Отдел радиационной безопасности (ОРБ).

- Производственно-технический отдел (ПТО).

База производственного обеспечения

- Участок в г. Кедровом.

- Участок в г. Стрежевом.

- Участок в Мыльджино.

Спец транспорт: ЛПС, кран манипулятор, автобусы, легковой автотранспорт – более 40 единиц.

Компания ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» предоставляет полный комплекс геофизических, геолого-технологических исследований в скважинах, контроль качества цементирования, телеметрическое и технологическое сопровождение строительства скважин на территории Западной и Восточной Сибири.

Проведение полевых работ будет производиться вахтовым методом. На территории месторождения расположен геофизический посёлок, в котором расположены жилые вагончики, геофизические приборы, автопарк, а также баня. Доставка материала в КИП осуществляется по средствам Интернета или отвозится на носителях информации (жесткие диски, CD-диски, карты памяти).

Основная часть камеральных работ и планово-экономические работы будут осуществляться в офисе предприятия в г. Томск. Предприятие располагает своей интерпретационной службой, оснащенной новейшим компьютерным и программным обеспечением.

7.1.2 Смета расходов на проектируемые работы

Таблица видов и объемов проектируемых работ (Технический план)

Промыслово-геофизические исследования осуществляются по заявочной системе и возглавляются начальником партии. Комплекс проектируемых работ зависит от задачи, поставленной в заявке заказчиком.

Проектом предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в скважине № NN Майского нефтяного месторождения с целью доразведки.

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

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице 7.1.2.1.

Электрический каротаж будут проводиться аппаратурой К1А-723М. Прибор предназначен для измерения кажущегося удельного электрического сопротивления горных пород (в дальнейшем - КС) зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) и трёх электродного бокового каротажа (БК), потенциала самопроизвольной поляризации (ПС), удельного электрического сопротивления промывочной жидкости (ρ_0), кажущейся электрической проводимости горных пород (УЭП) зондом индукционного каротажа (ИК).

Технический план

Метод	Масштаб	Интервал
Стандартный каротаж (КС, ПС)	1:500, 1:200	1700-3090
БКЗ (6 зондов различной длины)	1:500, 1:200	1700-3090
Боковой каротаж	1:500, 1:200	1700-3090
Резистивиметрия	1:200	1700-3090
Индукционный каротаж	1:500, 1:200	1700-3090
Инклинометрия	1:200	1700-3090
Радиоактивный (ГК, ГГКП, ННКТ)	1:500, 1:200	1700-3090
ВИКИЗ	1:500, 1:200	1700-3090

Стандартный каротаж будет выполняться прибором К1А-723М в масштабе записи кривых ПС - 25.0 мВ/см (зондом N11.0M0.5A) и КС -5.0 Ом/см. Скорость записи - 1350 м/час.

БКЗ будет выполняться 6 зондами с размерами зондов: А0.4M0.1N, А2,0M0.5N, А4,0M0.5N, А8,0M1,0N, N0.5M2,0N, А1,0M0,1N. Исследования методом БКЗ будут проводиться прибором К1А-723М, в продуктивных интервалах с сохранением единого масштаба записи, равного масштабу записи стандартным зондом - 5 Ом/см. Скорость записи - 1350 м/час. Регистрация кривых КС будет осуществляться в логарифмическом масштабе.

Боковой каротаж будет выполняться трехэлектродным зондом. Скорость записи 1350 м/час.

Индукционный каротаж будет осуществляться прибором ИК с длиной зонда 1м, в интервале проведения БКЗ. Масштаб записи кривой ИК - 50 мСим/см. Скорость записи - 1350 м/час. Контрольная запись не менее 50 м в интервале продуктивного пласта.

Резистивиметрия будет выполняться скважинными резистивиметрами.

Масштаб записи – 1 Ом/см, скорость регистрации - 1350 м/час.

Для регистрации ННКТ и ГК в закрытом стволе будет применяться скважинный прибор РКС-3М. Аппаратура регистрирует одновременно кривую ГК и кривые ННКТ большого и малого зондов. Каротаж в закрытом стволе будет проводиться при подъеме со скоростью записи при детальном исследовании в масштабе 1:500 – 600м/ч (по всему

стволу), 1:200 - 450 м/ч (в интервале исследования продуктивных пластов). Масштаб регистрации канала ГК - 1.2 мкР/час/см, для канала ННКТ малым и большим зондами - 0.24 усл.ед/см.

Инклинометрия будет проводиться инклинометрами омскими непрерывными ИОН-1 со скоростью записи кривых – 800 м/ч.

Для спуска и подъема скважинных приборов будет использоваться подъемник каротажный на базе Урал-4320 ПКС —3,5Э. Лебедка подъемника рассчитана на 5000 м трехжильного бронированного геофизического кабеля. Кабель будет размечаться магнитными метками через 10 м, двойными - через 100 м и контрольными тройными - через 500 м, с помощью стационарной установки УРС - 1010. Цена первой магнитной метки 20м

Геофизические исследования в скважинах будут выполняться по письменным заявкам (телетайпу, телефону), переданным в диспетчерскую службу управления геофизических работ (УГР) нефтегазодобывающими управлениями (НГДУ), управлениями буровых работ (УБР), партиями (отрядами) Общества.

Все виды геофизических работ будут проводиться по стандартному комплексу для решения конкретных задач, или по специальному плану, составленному Заказчиком и согласованному с главным геологом Общества (УГР) и главным инженером УГР.

РАСЧЕТ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ И СТОИМОСТИ РАБОТ

Проектом предусматривается проведение промыслово-геофизических исследований в скважине № NN Майского нефтяного месторождения с целью доразведки.

В нормы времени введены коэффициенты за геологический разрез, в котором будет производиться данные работы (глубина скважины, газовый фактор, работа через лубрикатор и т.п.), которые сразу заложены в программу обсчета акт-наряда.

Кроме этих коэффициентов к нормам времени применяются поправочные коэффициенты:

Коэффициент за температуру:

в осенне-зимний период при температуре ниже -20°C - 1,34;

в летний период выше 35°C - 1,17.

Коэффициент за угол наклона скважины:

при проведении геофизических исследований в наклонно-направленных скважинах с углом наклона от 25° до 45° - 1,15;

При углах наклона более 45° время учитывается по фактическим затратам.

Поставленная задача - «Доразведка скважин № NN Майского месторождения». Для ее решения Заказчик подает заявку в ЦИТС (диспетчерскую службу НУГР), согласно которой выдается наряд на проведение геофизические исследований.

Стоимость исследований геофизической партии определяется произведением стоимости «партии-часа» на время по норме. Общая стоимость включает в себя ещё и расценки на интерпретацию.

Партия-час – это все затраты, которые связаны как с основным производством, так и с содержанием всего каротажного предприятия за определенный промежуток времени (в нашем случае за один час).Расчёт ведётся следующим образом:

Таблица 7.1.2.2

Расчет стоимости партия-часа комплексной партии по обслуживанию разведочного и эксплуатационного бурения

Наименование показателей	Величина показателей	
	сумма, руб.	примечание
1. Заработная плата	241 656	
2. Единый социальный налог	65 489	
3. Амортизация	332 715	
4. Износ кабеля	12 375	
5. Материалы и износ МБП	24 166	
6. ГСМ	27 313	
Итого прямых затрат:	703 714	
7. Услуги вспомогательных производств и со стороны	246 300	
Итого основных затрат:	950 014	
8. Накладные расходы	142 502	
9. Рентабельность	218 503	
Всего затрат за месяц:	1 311 020	
Стоимость 1 партия-часа:	7 897,71	
Исходные данные для расчета стоимости		
1. Численность работников комплексной партии, чел.	4	
2. Средняя заработная плата, руб.	60 414	
3. Стоимость основных средств	15 763 216	
Наземная станция - регистратор	2 038 370	

Продолжение таблицы 7.1.2.2

подъемник ПКС-3.5Э	5 325 448	
прибор К1А-723 М	1 158 538	
ВИКИЗ	3 125 866	
ПФ-73	904 424	
ИОН-1	926 284	
РК-5-76	-	
РКС-3М	1 010 988	
КЗА-723	1 273 298	
4. Стоимость геофизического кабеля, руб/км	33 000	
5. Стоимость ГСМ:		
1 л дизтоплива	11,50	
1 кг автомобильного масла	26,57	
1 кг трансмиссионного масла	24,96	
6. Нормы расхода ГСМ, л:		
на 100 км пробега		
-УРАЛ-4320		49,0
на 1 моточас работы		10,0
авт. масло, л/100 л топл.		2,4
трансм. масло, л/100 л топл.		0,3
7. Время работы, %:		
подъемника на стационаре		75
проезда партии на скважину и обратно		25
8. Пробег 1 ед. автомобильного транспорта в год		24913
9. Годовой календарный фонд рабочего времени, час		1993
10. Общий расход ГСМ, л		
дизтоплива		2263
автомобильного масла		43,45
трансмиссионного масла		5,43

Таким образом, стоимость «партии-часа» работы промыслово-геофизической партии, которая будет выполнять проектируемые исследования, составляет 7 897,81 руб.

Расчет стоимости работ по интерпретации материалов ГИС

Стоимость работ по интерпретации материалов ГИС составляет 40 % от стоимости выполненных исследований в скважине. Т.е. стоимость работ по интерпретации материалов геофизических исследований с определения ФЕС пород-коллекторов составляет

$$290876,34 * 40\% = 116350,54 \text{ руб.}$$

Таблица состоит из 11 столбцов:

1. Код операции (для быстрого поиска информации в сборнике нормативов);
2. Наименование работ;
3. Единица измерения выполненного объема работ;
4. Код коэффициента за отказы заказчика (в данном случае это 5-резерв=1);
5. Номер спуско- подъемной операции (1- спуск и начало работы с прибором, 2- подъем прибора; нечетный номер- спуск, четный - подъем);
6. Количество повторений (дублирование операции) (Д);
7. Код коэффициента за условия спуско- подъема (расшифровка во второй строке над таблицей); В данном случае это 0 - открытый ствол ($K_{сп}=1$); В третьей строке коэффициенты (за вязкость и др.);
- 8-9. Интервал работ;
10. Объем работ (h);
11. Рассчитанное время по норме (Т)

Схема расчета суммарного времени работы партии следующая:

Подготовительно-заключительные работы:

ПЗР на базе, ПЗР на скважине, определение глубины забоя. Время на каждую операцию берется из сборника нормативов:

$$T = T_H \tag{7.1.2.1}$$

где Т- время по норме;

T_H - нормативное время на выполнение одной операции определенного вида работ.

В сборнике нормативов время дано в минутах, а в акт-наряде на геофизические работы оно переводится в доли часа.

Обязательный комплекс ЭРК

Первый спуск (в столбце 5 стоит код 1):

$$T = T_{всп} + ((T_{сп} * K_{сп} * (2H - h) + T_3 * h) * K_y * D \tag{7.1.2.2}$$

где $T_{всп}$ – время вспомогательных работ на монтирование приборов;

$T_{СП}$ – нормативное время на спускоподъемные операции на 1м (в сборнике нормативов);

$K_{СП}$ – коэффициент за условия спуско-подъёма;

T_3 - нормативное время на замер прибором интервала в 1м (в сборнике нормативов);

H – глубина проведения замера в скважине (от устья до нижней границы интервала замера), столбец 9;

h - интервал замера (исследования в скважине), столбец 10;

K_y – повышающий коэффициент за угол наклона скважины, строка 3 над таблицей;

D – дублирование операции, столбец 6.

Второй и последующие спуски (в столбце 5 стоит код 2; 3 и т.д.):

$$T = ((T_{СП} * K_{СП} + T_3) * h * K_y) * D \quad (7.1.2.3)$$

Проезд к месту проведения работ и обратно

$$T = T_{ПР} * L \quad (7.1.2.4)$$

где $T_{ПР}$ – нормативное время на проезд партией расстояния в 1 км по определённом типу дорог (в сборнике нормативов);

L – расстояние от базы до места проведения работ.

Таким образом:

Подготовительно-заключительные работы:

ПЗР на базе (1011) по формуле (7.1.2.1) $T = T_H = 58 \text{мин} = 0.97 \text{ч}$

ПЗР на скважине (1012) по формуле (7.1.2.1) $T = T_H = 69 \text{мин} = 1.15 \text{ч}$

Определение глубины забоя (1222) по формуле (7.1.2.1) $T = T_H = 5 \text{мин} = 0.08 \text{ч}$

Геофизические работы:

Первый спуск рассчитывается по формуле (7.1.2.2):

$$T = T_{ВСП} + ((T_{СП} * K_{СП} * (2H - h) + T_3 * h) * K_y) * D$$

Кавернометрия, профилометрия (2008) по формуле (7.1.2.2) $T_3 = 4.8 \text{мин}$,

$T_{ВСП} = 15 \text{мин}$, $T_{СП} = 1.1 \text{мин}$, $H = 8.2$, $h = 2.89$, $D = 1$, $K_{СП} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 4.8 * 2.89) * 1.15) * 1 = 48,04 \text{мин} = 0,80 \text{ч}$$

Ст. каротаж+БКЗ-6з+Рез.+БК+ИК(2015) по формуле (7.1.2.2) $T_3 = 4.8 \text{мин}$,

$T_{ВСП} = 15 \text{мин}$, $T_{СП} = 1.1 \text{мин}$, $H = 8.2$, $h = 2.89$, $D = 1$, $K_{СП} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 4.8 * 2.89) * 1.15) * 1 = 48,04 \text{мин} = 0,80 \text{ч}$$

Инклинометрия (2097) по формуле (7.1.2.2) $T_3 = 9.6$ мин, $T_{всп} = 15$ мин,
 $T_{сп} = 1.1$ мин, $h = 2.89$, $D = 1$, $K_{сп} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 9.6 * 2.89) * 1.15) * 1 = 63,9 \text{ мин} = 1,06 \text{ ч}$$

Гамма-каротаж (2183) по формуле (7.1.2.2) $T_3 = 18$ мин, $T_{всп} = 15$ мин,
 $T_{сп} = 1.1$ мин, $h = 2.89$, $D = 1$, $K_{сп} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = 15 + ((1.1 * 1 * (2 * 8.2 - 2.89) + 18 * 2.89) * 1.15) * 1 = 91,91 \text{ мин} = 1,53 \text{ ч}$$

Второй и последующие спуски (в столбце 5 стоит код 2; 3 и т.д.):

$$T = ((T_{сп} * K_{сп} + T_3) * h * K_y) * D$$

Кавернометрия, профилометрия (2008) по формуле (7.1.2.3) $T_3 = 4.8$ мин,
 $T_{всп} = 15$ мин, $T_{сп} = 1.1$ мин, $H = 8.2$, $D = 1$, $K_{сп} = 1$, $K_y = 1.15$ при $h = 0.5$

$$T = ((1.1 * 1 + 4.8) * 0.5 * 1.15) * 1 = 3,39 \text{ мин} = 0,05 \text{ ч}$$

Ст. каротаж+БКЗ-бз+Рез.+БК+ИК(2015) по формуле (7.1.2.3) $T_3 = 4.8$ мин,
 $T_{всп} = 15$ мин, $T_{сп} = 1.1$ мин, $H = 8.2$ $h = 0.5$, $D = 1$, $K_{сп} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = ((1.1 * 1 + 4.8) * 0.5 * 1.15) * 1 = 3,39 \text{ мин} = 0,05 \text{ ч}$$

Инклинометрия (2097) по формуле (7.1.2.3) $T_3 = 9.6$ мин, $T_{всп} = 15$ мин,
 $T_{сп} = 1.1$ мин, $H = 8.2$, $h = 0.5$ $D = 1$, $K_{сп} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = ((1.1 * 1 + 9.6) * 0.5 * 1.15) * 1 = 6,15 \text{ мин} = 0,10 \text{ ч}$$

Гамма-каротаж (2183) по формуле (7.1.2.3) $T_3 = 18$ мин, $T_{всп} = 15$ мин,
 $T_{сп} = 1.1$ мин, $H = 8.2$, $h = 0.5$, $D = 1$, $K_{сп} = 1$, $K_y = 1.15$

$$T = ((1.1 * 1 + 18) * 0.5 * 1.15) * 1 = 10,98 \text{ мин} = 0,18 \text{ ч.}$$

Проезд:

$$5001 \text{ по формуле (7.1.2.4) } T = 1.2 * 200 = 240 \text{ мин} = 4 \text{ ч}$$

$$5003 \text{ по формуле (7.1.2.4) } T = 1.8 * 100 = 180 \text{ мин} = 3 \text{ ч}$$

**Таким образом, за работы на скважине NN заказчик должен заплатить
17.77ч * 7 897,81 руб. = 139791,24 руб. - стоимость геофизических работ по акт-
наряду.**

**139791,24 руб. + 55916,50 руб. = 195707,74 руб. – общая стоимость работ (в т.ч.
интерпретация).**

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Арбузову Игорю Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью доразведки Майского нефтяного месторождения (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования является разведочная скважина № NN на Майском нефтяном месторождении Каргасокского района Томской области.</p> <p>Рабочая зона:</p> <p>-камеральный этап, проводится на специализированном оборудовании (ЭВМ), рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отапливаемого помещения 20м², с применением искусственного освещения смешанного типа.</p> <p>-полевой этап, проводится на машинах типа Урал или Камаз, с установленными на них подъемными механизмами для спуска-подъема записывающего оборудования в полевых</p>
--	--

	<p>условиях на открытом воздухе.</p> <p>Область применения- нефтегазовая отрасль.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019)</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81</p> <p>ГОСТ 12.4.125-83</p> <p>ОСПОРБ-99/2010</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82</p> <p>СанПиН 2.2.4.548-96</p> <p>СП 112.13330.2011</p> <p>СП 52.13330.2016</p> <p>Р.2.2.2006-05</p> <p>НПАОП 74.2-1.02-90.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Среди вредных факторов были выявлены следующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе и в помещении; – Тяжесть и напряженность физического труда; – Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; <ul style="list-style-type: none"> – Превышение уровня шума; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; <p>Среди опасных факторов были выявлены следующие факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

	<ul style="list-style-type: none"> – Воздействие радиации. – Пожароопасность. <p>Предлагаемые средства защиты: сапоги, резиновые верхонки, хлопчато-бумажные одежды, защитная каска, карманные индивидуальные дозиметры.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Анализ негативных воздействий, такими являются: загрязнение почвы нефтепродуктами; вырубка лесов; повреждение почвенного слоя; загрязнение производственными водами; выбросы вредных веществ; распугивание представителей животного мира, случайное уничтожение.</p> <p>Мероприятия по защите почвы от загрязнения и выброса вредных веществ в атмосферу.</p> <p>Утилизация ТБО, оргтехники, макулатуры, люминесцентных ламп.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Наиболее вероятные ЧС это выброс радиации, неконтролируемое излияние нефти и пожары.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов Игорь Иванович	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подп	Да
---------------	------------	-------------	-----------

		ись	та
3-2241	Арбузов Игорь Валерьевич		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Проектируемые геофизические работы с целью доразведки будут проводиться на Майском нефтяном месторождении Каргасокского района Томской области.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [22].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [22].

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

8.1.2 Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны

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

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию оборудования, согласно ГОСТ 12.2.034-78.

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов

электробезопасности.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны, очищены и готовы к работе согласно РД 153-39.0-072-01. [27]

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

Работники буровой бригады должны быть проинструктированы руководителем геофизических работ о размерах опасных зон (взрывных, радиационноопасных работ, вблизи движущегося кабеля, токонесущих коммуникаций и т.д.), нахождение в пределах которых не допускается. Ответственность за допуск людей в опасную зону несет руководитель геофизических работ.

Все работы по расположению рабочей зоны ведутся согласно НПА ОП 74.2-1.02-90. [28]

8.2. Производственная безопасность

Выполнение запроектированных геофизических работ на Майском нефтяном месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях.

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

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

Таблица 8.2.1

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ методами ИННК и С/О-каротажа

Факторы (ГОСТ 12.0.003.-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1	2	3	4
1. Повышенное значение напряжения в	+	+	Электробезопасность, «защитное заземление» ГОСТ 12.1.030-81 [5]

электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека			Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.004-91[3] «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» ГОСТ 12.1.038-82 [6] Система стандартов безопасности труда «шум» ГОСТ 12.1.003-83 [2] Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные ГОСТ 12.2.062-81[8]
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	
3. Пожароопасность	+	+	
3. Отклонение климата на открытом воздухе	+	-	
4. Воздействие радиации	+	-	
5. Превышение уровня шума	+	-	
6. Тяжесть и напряженность физического труда	+	-	
7. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми	+	-	
8. Отклонение микроклимата в помещении	-	+	
9. Недостаточная освещенность	-	+	Система стандартов безопасности труда «производственное оборудование» ГОСТ 12.2.003-91 [7] Система стандартов безопасности труда «СРЕДСТВА КОЛЛЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ РАБОТАЮЩИХ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ»

		<p>ГОСТ 12.4.125-83 [10]</p> <p>Система стандартов безопасности труда. Биологическая безопасность. ГОСТ 12.1.008-76 [17]</p> <p>Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Р.2.2.2006-05 [13]</p> <p>СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности ОСПОРБ-99/2010*[11]</p> <p>ФИЗИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений СанПиН 2.2.4.548-96*[15]</p> <p>ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ СП 112.13330.2011* [12]</p> <p>ЕСТЕСТВЕННОЕ И</p>
--	--	--

			ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ СП 52.13330.2016*[21]
--	--	--	--

* Примечание: Правила установленные для работ в помещении (камеральный этап)

8.2.1. Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

ПОЛЕВОЙ ЭТАП

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

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

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки (ГОСТ 12.4.125-83) [10]. В солнечные дни средства индивидуальной защиты от перегрева включают в себя светлые хлопчатобумажные одежды, шляпы. Партии должны быть снабжены минеральной питьевой водой, термосы с горячей водой.

В Инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре - 27°C, -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C, - 35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C, -39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра - 40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

В теплое время года:

Регламентированные перерывы составляют 15-20 минут в охлажденном помещении либо в помещении с нормальной температурой на уровне 24-25 °С.

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

2. Превышение уровня шума

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится (19) в зависимости от характера работ.

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;
- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83) [2]

Таблица 8.2.1.1

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-83) [2]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
										50

Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

3. Тяжесть физического труда

К тяжелой относятся те работы, которые связаны с постоянным перемещением и перенесением значительных (свыше 10кг) тяжестей и требующих больших физических нагрузок.

Нормы поднятия тяжестей для мужчин (табл. 8.2.1.2) определены «Руководством по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса».

Таблица 8.2.1.2

Нормы поднятия тяжестей для мужчин

Показатели тяжести трудового процесса	Классы условий труда			
	Оптимальный <i>легкая физическая нагрузка</i>	Допустимый <i>средняя физическая нагрузка</i>	Вредный (<i>тяжелый труд</i>)	
			1 степени	2 степени
	1	2	3.1	3.2
Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг.)				
Подъем и перемещение (разовое) тяжести при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)	до 15	до 30	до 35	более 35
Подъем и перемещение (разовое) тяжести постоянно в течение смены	до 5	до 15	до 20	более 20
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа, смены: - с рабочей поверхности	до 250	до 870	до 1500	более 1500

- с пола	до 100	до 435	до 600	более 600
----------	--------	--------	--------	--------------

Поднимать и перемещать грузы вручную необходимо при соблюдении норм, установленных действующим законодательством ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ [9].

Перемещение груза на расстояние более 15 м массой более 50 кг, а также подъем его на высоту более 3 м должны быть механизировано согласно ГОСТ Р ИСО 11228-1-2009. [26]

1. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми при проведении полевых работ

Лесные клещи опасны тем, что могут являться переносчиками различных заболеваний, в частности энцефалита. Все работники должны иметь прививки от заражения энцефалитом и снабжены противэнцефалитными костюмами (открытых участков тела должно быть как можно меньше), накомарниками и инсектицидными препаратами.

Руководители предприятий и организаций для профилактики и борьбы с клещевым энцефалитом обязаны соблюдать ГОСТ 12.1.008-76 [17]:

1. Обеспечивать соблюдение действующего санитарного законодательства Российской Федерации и установленных правил профилактики клещевого энцефалита и осуществлять производственный контроль за их выполнением.
2. Обеспечивать контингенты, профессионально связанные с лесом, костюмами для защиты от гнуса и клещей.
3. Ежегодно составлять списки контингентов, подлежащих вакцинации и ревакцинации против клещевого энцефалита, и обеспечивать явку работающих для ее проведения в лечебно профилактическое учреждение.
4. В коллективах, профессионально связанных с лесом, организовать само- и взаимоосмотры с целью удаления присосавшихся и ползающих клещей.
5. Осуществлять обучение и просвещение своих работников.

КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении

С целью создания условий для работы исполнителя установлены нормы производственного микроклимата в помещениях, оборудованных под ВЦ, согласно СП 73.13330.2012 [16] должны обеспечить параметры микроклимата, указанные в табл. 8.2.1.3.

**Оптимальные нормы микроклимата в рабочей производственных помещений,
где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.4.548-96) [15]**

Период года	Относительная влажность, %	Температура воздуха в помещении, °С	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	40 - 60	22 - 24	до 0,1
Теплый	40 - 60	23 - 25	0,1 - 0,2

Для постоянного воздухообмена, требуемого по условиям поддержания частоты и воздуха в помещении, необходима организованная естественная вентиляция.

Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры приведены в табл. 8.2.1.4.

**Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры
(СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03) [15]**

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого воздуха, м ³ / на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
20-40 м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочего места характеризуется освещенностью. По источнику излучения светового потока различают: естественное, искусственное и совмещенное освещение. Естественный свет, излучаемый солнцем, несет необходимые человеку ультрафиолетовые лучи и обладает высокой диффузностью, которая благоприятно для зрительного условия работ. Помещения с постоянным пребыванием людей, должны имеет естественное освещение. Расчет естественного освещения предусматривает определение требуемой площади световых проемов, методика которого приводится [20].

Рабочее освещение нормируется [20] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Освещенность при ПГИС в темное время суток должна быть не менее:

- мерного (нижнего) ролика блок-баланса – 50Лк;
- подвесного ролика – 20Лк;
- места выполнения работ со скважинными приборами – 100Лк;
 - пути прохождения геофизического кабеля и площадки для подключения каротажной станции и заземляющих проводников, рубильника – 50Лк;
- мест переноски скважинных приборов и переходов персонала – 20Лк;
 - площадки для установки геофизического оборудования и трассы силовых и соединительных проводов – 20Лк;
 - мест установок розеток и т.д. – 50Лк.

ПРИМЕЧАНИЕ: Приведенные величины освещенности – для ламп накаливания, при использовании люминесцентных ламп освещенность увеличить на 20Лк.

Анализ опасных производственных факторов и мероприятий по их устранению (техника безопасности)

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти ГОСТ 12.0.003-2015 [1].

ПОЛЕВОЙ ЭТАП

1. Электрический ток

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов).

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81 [5], ГОСТ 12.1.019-2017 [4], ГОСТ 12.1.038-82 [6]).

Таблица 8.2.1.5

Размеры санитарно-защитных зон вдоль высоковольтных линий

Напряж ении высоковольтной линии, кВ	Расстояние от проекции крайних фаз проводов, м	Напряже нии высоковольтной линии, кВ	Расстояние от проекции на землю крайних фаз проводов, м
1150	300(55)	220	25
750	250(40)	110	20
500	150(30)	35	15
330	75(20)	до 20	10

Примечание: Значения, представленные в скобках, допускаются в порядке исключения для сельской местности.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением плано-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

2. Превышение уровня ионизирующих излучений (воздействие радиации)

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения [24].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение детальности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с

И.И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

В подразделениях ООО "ТомскГАЗПРОМгеофизика», проводящих работы с ИИИ, должен осуществляться постоянный радиационный контроль, контроль за соблюдением требований (34) и других нормативных документов по радиационной безопасности.

Радиационный контроль осуществляется службой РБидК ООО "ТомскГАЗПРОМгеофизика" и работниками УГР, назначенными соответствующими приказами. Радиационный контроль на объектах предприятия проводится работниками службы РБидК в соответствии с их должностными инструкциями, "Положением о службе РБидК...". Документация по всем видам радиационного контроля должна храниться в архиве службы РБидК 50 лет.

Радиационный контроль должен включать в себя:

- контроль за уровнями ионизирующего излучения на рабочих местах, на поверхности защитных устройств и приспособлений, в смежных помещениях и на прилегающих участках территории объектов;
- постоянный дозиметрический контроль облучения персонала;
- контроль за уровнем радиоактивного загрязнения внутренних поверхностей переносных защитных контейнеров.

Радиационный контроль на объектах проводится работниками службы РБидК по графику, согласованному с территориальными органами Госсанэпиднадзора.

Индивидуальный дозиметрический контроль лицам группы "А" проводится с применением индивидуальных дозиметров (ТЛД) и расчетного метода. Вся работа по

выдаче, сбору дозиметров, подсчета доз, разноски доз в карточки и медкнижки ведется работниками службы РБидК.

Контроль с использованием индивидуальных дозиметров является обязательным для персонала группы А. Индивидуальный контроль за облучением персонала в зависимости от характера работ включает:

- радиометрический контроль за загрязненностью кожных покровов и средств индивидуальной защиты;
- контроль за характером, динамикой и уровнями поступления радиоактивных веществ в организм с использованием методов прямой и косвенной радиометрии;
- контроль с использованием внешнего бета-, гамма-, и рентгеновского излучений, а так же нейтронов с использованием индивидуальных дозиметров или расчетным путем.

По результатам радиационного контроля должны быть рассчитаны значения эквивалентных и эффективных доз у персонала, а при необходимости, определены значения и эквивалентных доз облучения отдельных органов.

Контроль за радиационной обстановкой в зависимости от характера проводимых работ включает:

- измерение мощности дозы рентгеновского и гамма-излучений, плотности потоков бета-частиц, нейтронов и других видов ионизирующего излучения на рабочих местах, в смежных помещениях, на территории организации, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения;
- измерение уровней загрязнения радиоактивными веществами рабочих поверхностей, оборудования, транспортных средств, средств индивидуальной защиты, кожных покровов и одежды персонала;
- определение объемной активности газов и аэрозолей в воздухе рабочих помещений;
- измерение или оценку выбросов и сбросов радиоактивных веществ;
- определение уровня загрязнения объектов окружающей среды в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения.

Результаты индивидуального контроля доз облучения персонала должны храниться в течение 50 лет. При проведении индивидуального контроля необходимо вести учет годовых эффективной и эквивалентных доз, эффективной дозы за 5 последовательных лет, а также суммарной накопленной дозы за весь период профессиональной работы.

Индивидуальная доза облучения должна регистрироваться в журнале с последующим внесением в индивидуальную карточку, а также в машинный носитель для создания базы данных в организациях. Копия индивидуальной карточки работника в случае его перехода в другую организацию, где проводится работа с источниками излучения, должна передаваться на новое место работы; оригинал должен храниться на прежнем месте работы.

Оборудование, контейнеры, упаковки, аппараты, передвижные установки, транспортные средства, содержащие источники излучения, должны иметь знак радиационной опасности.

Для категорий облучаемых лиц устанавливаются три класса нормативов:

- Основные пределы доз (ПД);
- Допустимые уровни монофакторного воздействия (для одного радионуклида, пути поступления или одного вида внешнего облучения), являющиеся производными от основных пределов доз:

- пределы годового поступления (ПГП), допустимые среднегодовые объемные активности (ДОВА), среднегодовые удельные активности (ДУА) и другие;

- Контрольные уровни (дозы, уровни, активности, плотности потоков и др.). Их значения (см. табл. 8.2.1.6) должны учитывать достигнутый в организации уровень радиационной безопасности и обеспечивать условия, при которых радиационное воздействие будет ниже допустимого.

Таблица. 8.2.1.6

Контрольные уровни облучения.

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

Людей с травматическими повреждениями, химическими отравлениями или подвергшихся облучению в дозе выше 0,2 Зв необходимо направить на медицинское обследование и лечение. При радиоактивном загрязнении должна проводиться санитарная обработка людей и дезактивация загрязненной одежды.

В зависимости от значения мощности эквивалентной дозы излучения на поверхности или на расстоянии 1 м от поверхности радиационные упаковки делятся в соответствии с ПБТРВ-94 на 4 транспортные категории (см. таблицу 8.2.1.7.).

Таблица 8.2.1.7

Транспортные категории радиационных упаковок.

Транспортная категория радиационных упаковок	Этикетка транспортной категории	Предельно допустимая мощность эквивалентной дозы излучения, 10 мкДж/ (кг. ч.) (мбэр/ч)	
		В любой точке наружной поверхности радиационной упаковки	На расстоянии 1 м от любой точки поверхности упаковки (транспортный индекс)
I	Белая	0.5	Не учитывается
II	Желтая	50.0	I
III	----	200.0	10
IV	----	1000.0	50

В автомобилях без специального оборудования разрешается перевозить упаковки только I, II, и III транспортных категорий. При этом радиационные упаковки должны быть размещены и экранированы таким образом, чтобы мощность эквивалентной дозы в любой точке наружной поверхности кузова автомобиля не превышала 200,0 мбэр/ч, на расстоянии 2 м от этой поверхности- 10,0 мбэр/ч, а в кабине водителя-2,0 мбэр/ч.

В кузове автомобиля без специального оборудования, на котором перевозятся радиационные упаковки I, II, III транспортных категорий, разрешается присутствие персонала, работающего с транспортируемыми источниками, а также лиц, обслуживающих подъемник (станцию). При этом мощность эквивалентной дозы в местах расположения персонала не должна превышать 2,8 мбэр/ч, а в местах расположения упомянутых лиц- 0,3мбэр/ч.

Планируемое повышенное облучение допускается для мужчин старше 30 лет лишь при их добровольном письменном согласии, после информирования о возможных дозах облучения и риске для здоровья.

Планируемое повышенное облучение в эффективной дозе до 100 мЗв в год и более допускается с разрешения территориальных органов Госсанэпиднадзора, а облучение в эффективной дозе до 200 мЗв в год и более только с разрешения федерального органа Госкомсанэпиднадзора России.

Облучение эффективной дозой свыше 200 мЗв в течение года должно рассматриваться как потенциально опасное. Лица, подвергшиеся такому облучению, должны немедленно выводиться из зоны облучения и направляться на медицинское обследование. Последующая работа с ИИИ этим лицам может быть разрешена только в индивидуальном порядке с учетом их согласия по решению компетентной медицинской комиссии

Учреждения, выполняющие работы с источниками, должны иметь в наличии дозиметрическую и радиометрическую аппаратуру, обеспечивающую полный объем радиационного контроля. Систематический контроль за состоянием и работами аппаратуры возлагается на службу радиационной безопасности. Аппаратура должна проходить метрологическую проверку, установленную Госстандартом.

Для того, чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать правильное хранение, транспортировку и работу с РВ на скважине, а также не допускать загрязнения этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Для снижения дозовых нагрузок персонала при работе с ИИИ на базе и на скважине партия (отряд) должны иметь дистанционный инструмент:

- штангу длиной не менее 1.0м для переноски контейнера с ИИИ;
- манипуляторы.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На базах ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика» радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам ([8], [10]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальником партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с положением. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП

1. Электрический ток

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться

поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением либо во время его ремонта.

Организация безопасности работы на персональных компьютерах и видеодисплейных терминалах регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [15].

Нормирование - значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.019-2017 [4]. Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы, следует проводить:

- а) систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов;
- б) разработка инструкций по эксплуатации и контроль за их соблюдением;
- в) подключение компьютерного оборудования к отдельному щиту;
- г) предусмотреть защитное заземление и отключение распределительного щита.
- д) аттестация оборудования и персонала.

Запрещается:

а) располагать электроприборы в местах, где рабочий может одновременно касаться прибора и заземленного провода;

- б) оставлять оголенными токоведущие части схем и установок;

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [6].

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

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [5], ГОСТ 12.1.019-2017 [4], ГОСТ 12.1.038-82 [6]).

8.3. Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.).

Временные источники загрязнения:

- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;

- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Для исключения вредного воздействия на гидрологические объекты месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- создать организованный поверхностный сток с территории площадочных и других производственных объектов;
- исключить сброс загрязненных сточных вод на дневную поверхность и в водоемы, предусмотреть закачку сточных вод в нефтесборный коллектор;

Таблица 8.3.1

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором,	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод,
	загрязнением бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства,
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин

Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

- не допускать переформирования линий поверхностного стока, поддерживая естественную его направленность.

Освоить месторождение, не подвергая техногенному воздействию недр невозможно, а на этапе эксплуатации это влияние особенно сильно влияет на продуктивную часть недр.

Все возможные вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их устранению представлены в табл. 8.3.1.

Утилизация отходов

Бытовые отходы собираются в специально отведенном месте в металлический контейнер и по окончании работ (либо по мере накопления) вывозятся на полигон месторождения, построенному согласно действующих норм и правил. [30]

Люминесцентные лампы после отработанного срока собираются и отправляются на хранение, для дальнейшей транспортировки из месторождения в пункт переработки. Где в дальнейшем перерабатывается согласно постановлению РФ. [31]

Сбор оргтехники производится по стандарту, устанавливающему основные положения по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртутьсодержащих устройств и приборов. [32]

Макулатуру собирают и упаковывают для временного хранения согласно ГОСТ 1641-75. [33] После срока хранения, когда данные на бумажных носителях становятся не актуальны, отправляют на утилизацию. [34]

Таблица 8.3.2

Предельно допустимые концентрации некоторых газообразных веществ в атмосферном воздухе и воздухе производственных помещений

Вещество	ПДК в атмосферном воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Диоксид азота	Максимальная разовая 0,085 Среднесуточная 0,04	3
Диоксид серы	Максимальная разовая 0,5 Среднесуточная 0,05	3
Монооксид углерода	Максимальная разовая 5,0 Среднесуточная 3,0	4
Фтороводород	Максимальная разовая 0,02 Среднесуточная 0,005	2

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации – нарушение условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории, вызванные аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением средств поражения, и приведшее или могущее привести к людским и материальным потерям.

Ликвидация последствий ЧС – это проведение аварийно- спасательных и других неотложных работ по устранению непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, восстановление жизнеобеспечения населения.

Наиболее тяжелым видом аварий на Майском месторождении, в случае нарушения проектных решений, является открытый фонтан – выброс. Последствия аварии – загрязнение нефтью поверхности кустовой площадки, возможное отравление испаряющимися углеводородами.

При крупных авариях и катастрофах организация работ по ликвидации последствий проводится с учетом обстановки, сложившейся после аварии и катастрофы, степени разрушения и повреждения зданий и сооружений, технологического оборудования, агрегатов, характера аварий на коммунально-энергетических сетях и пожаров, особенностей застройки территории объекта и других условий.

План действий при газонефтепроявлении

Во всех случаях, когда необходимо прервать процесс проводки скважины при вскрытых продуктивных пластах (при ремонтных или вынужденном организационно – техническом простое) инструмент должен быть спущен (поднят) до башмака последней обсадной колонны, на инструмент необходимо навернуть одиночку с обратным клапаном или шаровым краном (устье скважины загерметизировать плашечным превентором), инструмент должен находиться на весу. За скважиной должен быть установлен постоянный контроль.

На буровой постоянно должны находиться исправные опресованные обратные клапаны (шаровые краны) соответствующие типоразмеру бурильного инструмента, два обратных клапана (шаровых кранов) должны быть в открытом положении.

Концевая задвижка на линии глушения должна быть закрыта, а на линии дросселирования открыта после закрытия превентора концевая задвижка на линии дросселирования закрывается. Определяется рост давления на устье, не превышая допустимого давления опресовки колонны. В случае дальнейшего роста давления производится стравливание. Работы, связанные с ликвидацией газонефтепроявления ведутся по специальному плану.

При возникновении открытого газового или нефтяного фонтана буровая бригада должна: прекратить все работы, загерметизировать устье скважины, остановить двигатели внутреннего сгорания и отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться в загазованных участках. Отключение электроэнергии воздушным выключателем должно производиться за зоной загазованности.

Дальнейшие действия регламентируются согласно РД 08-254-98. [28]

Чрезвычайная ситуация в результате возникновения пожара

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; 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 процесса. Общие требования пожарной безопасности устанавливает нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [3].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств

пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель -1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5.
2. Ведро пожарное -1шт.
3. Топоры -1 шт.
4. Ломы -2 шт.
5. Кошма - 2мх2м (на каждую машину).

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

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

- причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
- открытый огонь – сварочные работы, костры, курение, искры;
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Согласно НПБ 110-03 [18] камеральные помещения относятся к категории В - пожароопасное, т.е. помещения, в которых есть твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть (деревянные элементы мебели).

Согласно ПУЭ [20] классом зоны пожароопасности этих помещений является П - 2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

8.5. Заключение по разделу

В процессе выполнения работ рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ, мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации.

Выполнение всех норм и правил – важный аспект производственной деятельности, это отразится на качестве работы, на состоянии работников, их работоспособности, окружающей среде. Нарушения рассмотренных правил и норм могут стать причиной серьезных проблем.

Заключение

В настоящем проекте обобщен и проанализирован весь имеющийся фактический геолого-геофизический материал по месторождению, расположенным в пределах лицензионного участка ТОМ 13971 НЭ и выполнен следующий объем работ:

- уточнены геологическое строение и перспективы нефтегазоносности участка;
- обоснованы объемы и методика проведения геологоразведочных работ;
- даны рекомендации на размещение разведочных скважин;
- обоснована конструкция, технология бурения, опробования, испытания, исследования проектных скважин;
- предложены методы и средства обработки и интерпретации результатов работ;
- предложены мероприятия по охране недр, предупреждению и уменьшению воздействия на окружающую природную среду;
- рассчитана продолжительность и стоимость проектируемых работ;
- определена геолого-экономическая эффективность и технико-экономические показатели геологоразведочных работ.

Проектом предусмотрено бурение двух разведочных скважин суммарной проходкой 6350 м, одна из которых является зависимой, проведение в скважинах комплекса ГИС, испытание перспективных объектов, а также отбор и лабораторные исследования керна и пластовых флюидов.

Список использованных источников

1. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
4. ГОСТ 12.1.019-2017 (с изм №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
5. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
6. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
7. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.2.062-81 (с измен. №1 от 2000 г.). Система стандартов безопасности труда. **Оборудование производственное. Ограждения защитные**
9. ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. **Общие требования безопасности.**
10. ГОСТ 12.4.125-83. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
11. СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности ОСПОРБ-99/2010.
12. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ СП 112.13330.2011.
13. Р.2.2.2006-05. Руководством по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификации условий труда
14. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
16. СП 73.13330.2012 Внутренние санитарно-технические системы зданий. Актуализированная редакция СНиП 3.05.01-85
17. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования
18. Об утверждении норм пожарной безопасности "Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией" (НПБ 110-03)

19. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.
20. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирск. универ. изд-во, 2006. – 512 с
21. СП52.13330.2016 Свод правил «Естественное и искусственное освещение».
22. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы
23. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019)
24. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах.- М.: 1999. - 67с.
25. ОСП 72/87
26. ГОСТ Р ИСО 11228-1-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Эргономика. Ручная обработка грузов. Часть 1. Поднятие и переноска. Общие требования (Переиздание)
27. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических и исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах
28. НПАОП 74.2-1.02-90. Правила безопасности при геологоразведочных работах
29. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
30. СП 2.1.7.722-98 Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов.
31. ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПОСТАНОВЛЕНИЕ от 1 октября 2013 года N 860 «О внесении изменений в Правила обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде».
32. ГОСТ Р 55102-2012 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Руководство по безопасному сбору, хранению, транспортированию и разборке отработавшего электротехнического и электронного оборудования, за исключением ртульсодержащих устройств и приборов.
33. ГОСТ 1641-75 Бумага. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)

34. ГОСТ Р 55090-2012 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги
35. НРБ-99.Нормативы радиационной безопасности.

Опубликованная

36. Водный кодекс РФ от 3.06.2006 г. № 73-ФЗ (с изменениями и дополнениями).
37. Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (Приложение 3 к приказу МПР РФ от 07.02.2001 г. № 126).
38. Временная классификация скважин, бурящихся при геологоразведочных работах и разработке нефтяных и газовых месторождений (Приложение 2 к приказу МПР РФ от 07.02.2001 г. № 126).
39. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ (Приложение 1 к приказу МПР РФ от 07.02.2001 г. № 126).
40. Гурари Ф.Г., Девятков В.П., Демин В.И. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. – Новосибирск: «Наука», 2005.
41. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. – М., Недра. 1988 г.
42. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2001.
43. Закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. №7-ФЗ.
44. Земельный Кодекс РФ от 25.10.2001 г. №136-ФЗ.
45. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше (РД 39-133-94) – М., 1994.
46. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин – М., 1997.
47. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Приказ МПР РФ от 1.11.2013 г. №477) – М., 2013.
48. Краснов В.И., Исаев Г.В., Бочкарёв В.С. и др. Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск: СНИИМГГиМС, 1993.

49. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления). – Геология и геофизика, 2007, т. 48, № 5.
50. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск, СО РАН, ИГиГ, 2002.
51. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М., «Недра», 1972.
52. Лесной Кодекс РФ от 04.12.2006 г. № 200-ФЗ.
53. Методические рекомендации по выбору систем размещения поисковых скважин. – М. 1982.
54. Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (Распоряжение МПР РФ от 01.02.2016 №3-р). – М., 2016.
55. Методические указания по ведению работ на стадиях поисков и разведки месторождений нефти и газа. – М., ВНИГНИ, 1982.
56. Методические указания по выбору конструкции нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатируемых площадях. – М., ВНИИОЭНГ, 1976.
57. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. – М., 2001.
58. Методические указания по оптимизации условий отбора керна и количества отбираемых образцов. – М., ВНИГНИ, 1983.
59. Методические указания по составлению геологических проектов глубокого бурения при геологоразведочных работах на нефть и газ. – М., 1996.
60. ОСТ 39-112-80. «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти».
61. ОСТ-39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициентов вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М., Миннефтепром, 1986.
62. ОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации» –М., Миннефтепром, 1989.
63. Петерсилье В. И., Пороскун В. И., Яценко Г. Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. – М.-Тверь, 2003.

64. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования кернa и грунтов нефтегазовых скважин. РД 39-0147716-505-85.

65. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. Совместный приказ Министерства топлива и энергетики России и Министерства природных ресурсов России от 28 декабря 1999 года №445/323. – М., 1999.

66. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. – Новосибирск, СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2004 г.

67. Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты под ред. В.И. Шпильмана, 1998.

68. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах (РД 153-39.0-072-01). – М. 2001.

69. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ от 12.03.2013 г. №101 с изм. на 12.01.2015 г.)

Фондовая

70. Герт А.А., Жуков К.А., Мельников П.Н. Анализ и обобщение результатов геолого-геофизического изучения лицензионных участков ООО «Альянснефтегаз» за 2003-2011 годы и за предшествующий период. – Новосибирск: ООО «Сибирский НТЦ нефти и газа». – 2013.

71. Глебов А.А. Переобработка сейсмоданных и характеристика коллектора для гидродинамических исследований на Майском месторождении. – М., ООО «СЖЖ Восток», 2014 г.

72. Ивлева А.С. Геологический проект поискового бурения на Майской площади. – Томск. Томский филиал ФГУП СНИИГГиМС, 2004.

73. Ивлева А.С. Дополнение к проекту поискового бурения на Майской площади. – Томск. Томский филиал ФГУП СНИИГГиМС, 2006.

74. Ивлева А.С. Проект разведки залежей нефти Среднемайского нефтяного месторождения Майского лицензионного участка Томской области. – Томск. ООО «Сибгеосервис», 2011.

75. Наумова М.В. Подсчет геологических запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Майского месторождения. – М., ЗАО «Пангея», 2014.