

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических методов исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Мльдзинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 553.98:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Рогов Артём Эдуардович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Осипова Елизавета Николаевна	к.г – м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев Виталий Валерьевич	к.г – м.н.		

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Ростовцев В. В.

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломный проект

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Рогов Артём Эдуардович

Тема работы:

Комплекс геофизических методов исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Мльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 21-49/С 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Материалы производственной и преддипломной практики получены в ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу» и при прохождении производственной практики в ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика».
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. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса 6. Методика и техника полевых работ и метрологическое обеспечение.

	<p>7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>8. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная схема расположения участка исследования на географической; 2. Положение Мыльджинского месторождения на фрагменте административной карты; 3. Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г.; 4. Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г.; 5. Фрагмент сводного литолого-стратиграфического разреза Мыльджинского месторождения; 6. Положение района исследования на фрагменте тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты в Томской области; 7. Положение территории исследования на фрагменте тектоническая схема чехла района; 8. Структурная карта Мыльджинской структуры по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты); 9. Расположение Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения на карте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (С.Л. Максимов); 10. Региональный временной разрез по профилю IX; 11. Каротажная диаграмма скважины 308; 12. Схема размещения проектной скважины № 876 на Мыльджинском месторождении на структурной карте по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты); 13. ФГМ горизонта Ю Мыльджинского месторождения; 14. Частотные и интегральные распределения относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$) в интервалах коллекторов и неколлекторов, выделенных по прямым качественным признакам в продуктивных пластах юрских отложений; 15. Зависимость $K_{П} = f(\alpha_{ПС})$, пласты, пласты юрских отложений; 16. Зависимость пористости от объемной плотности по данным исследования керна при пластовых и атмосферных условиях в продуктивных пластах юрских отложений; 17. Зависимость пористости по керну при пластовых условиях от интервального времени пробега продольной волны и относительного параметра СП ($\alpha_{СП}$) по данным керна и ГИС для пластов Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴;

	<p>18. Зависимость пористости по керну при пластовых условиях от двойного разностного параметра НК ($\Delta J_{НК}$) и относительного параметра СП ($\alpha_{СП}$) по данным ГИС для пластов Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴;</p> <p>19. Сопоставление коэффициентов пористости, полученных по данным керна и разным методам ГИС;</p> <p>20. Кроссплот УЭС ($\rho_{П}$) и коэффициента пористости ($K_{П}$) с детальной градацией по результатам испытаний, пласты свода Ю₁;</p> <p>21. Зависимость параметра пористости ($P_{П}$) от коэффициента пористости ($K_{П}$);</p> <p>22. Зависимость параметра насыщения ($P_{Н}$) от коэффициента водонасыщенности ($K_{В}$);</p> <p>23. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{ПР}$) от коэффициента пористости ($K_{П}$), пласты Ю₁¹-Ю₁²;</p> <p>24. Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{ПР}$) от коэффициента пористости ($K_{П}$), пласты Ю₁³⁻⁴-Ю₂¹.</p> <p>25. Двухпакерная компоновка</p> <p>26. Схема установленной колонны-«летучки»</p>
--	--

Консультант по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина В.А., доцент, к.э.н
Социальная ответственность	Гуляев М.В., старший преподаватель

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Учена степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Осипова Елизавета Николаевна	к.Г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Рогов Артём Эдуардович		

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

Студенту:

Группа		ФИО	
2271		Рогов Артём Эдуардович	
Институт	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	2. Районный коэффициент- 1,2; премиальный коэффициент – 0,7%
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	3. Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки проекта	1. Определение этапов работ; определение трудоемкости работ
2. Планирование и формирование бюджета проекта	2. Определение затрат на проектирование (смета затрат)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	3. Расчет показателей экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оборудование и аппаратура по обслуживанию (табл.)
 2. Виды проектируемых работ (табл.)
 3. Расчёт времени и труда (табл.)
 4. Расчет цены геофизических работ (табл.)
 5. Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (табл.)
 6. Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно-индексным методом (табл.)
 7. Расчёт заработной платы (табл.)
- Себестоимость работ (табл.)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Рогов Артём Эдуардович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2271		Рогов Артём Эдуардович	
Институт	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических методов исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является разведочная скважина на Мыльджинском НГКМ Томской области. Область применения: нефтяные месторождения юго-востока Западной Сибири Рабочая зона: -камеральный этап проводится на специализированном оборудовании (ЭВМ), рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отопляемого помещения 20м ² , с применением искусственного освещения смешанного типа; -полевой этап проводится с использованием оборудования ГИС в полевых условиях на открытом воздухе.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: – Отклонение показаний микроклимата от допустимых норм на открытом воздухе и в помещении; – Повышенный уровень шума; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Тяжесть и напряженность физического труда; – Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; – Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующего излучения; – Производственные факторы, связанные с электрическим током;

	– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. – Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Учетная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Рогов Артём Эдуардович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 118 страницы, 26 рисунка, 22 таблицы, 33 источников, 2 приложения.

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

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

Цель работы: проектирование комплекса геофизических исследований в проектной скважине № 876 Мыльджинского месторождения, описание методик проведения работ и характеристика применяемой аппаратуры.

В работе представлен проект на проведение комплекса геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов на Мыльджинском нефтяном месторождении Томской области. Дана характеристика района работ в географо-экономическом плане. Приведены данные о геолого-геофизической изученности района. Кратко изложено геологическое строение с описанием стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности, а также проведен обзор ранее проведенных геолого-геофизических работ и результатов разработки Мыльджинского месторождения. В проектной части обосновывается выбор участка работ, метода исследований, описывается методика геофизических работ. Рассмотрена методика и техника обработки и интерпретации материалов.

ESSAY

The final qualifying work includes 118 pages, 26 figures, 22 tables, 33 sources, 2 appendices.

Keywords: Myldzhinskoye field, complex of geophysical studies, physico-geological model; filtration-capacitance properties, oil and gas condensate field.

The object of research of this work is an exploration well designed in the zone of distribution of the industrially productive horizon J¹.

The purpose of the work: design of a complex of geophysical studies in the project well No. 876 of the Myldzhinsky field, description of the methods of work and characteristics of the equipment used.

The paper presents a project for conducting a complex of geophysical studies of wells in order to determine the filtration and reservoir properties of reservoir rocks at the Myldzhinsky oil field of the Tomsk region. The characteristic of the area of work in geographical and economic terms is given. The data on the geological and geophysical study of the area are given. The geological structure is briefly described with a description of stratigraphy, tectonics, oil and gas potential, as well as a review of previously conducted geological and geophysical work and the results of the development of the Myldzhinsky field. In the design part, the choice of the site of work, the method of research is justified, the method of geophysical work is described. The methodology and technique of processing and interpretation of materials are considered.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АК – Акустический каротаж
- БК – Боковой каротаж
- БКЗ – Боковое каротажное зондирование
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажного
изопараметрического зондирования
- ВНК – Водонефтяной контакт
- ГГК-П – Гамма-гамма-каротаж плотностной
- ГГР – Геологоразведочные работы
- ГИС – Геофизические исследования в скважинах
- ГК – Гамма-каротаж (интегральный). Каротаж естественного гамма-
излучения горных пород
- ИК – Индукционный каротаж
- ЛНЭК – ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны
- НГГЗК – Нефтегазоносный горизонт зоны контакта
- НГК – Нефтегазоносный комплекс
- НГК – Нейтронный гамма-каротаж
- НГКМ – Нефтегазоконденсатное месторождение
- НК – Нейтронный каротаж
- НКТ – Насосно-компрессорные трубы
- ННК-Т – Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
- РИР – Ремонтно-изоляционные работы
- РК – Радиоактивный каротаж
- СПО – спускоподъемные операции
- УЭС – Удельное электрическое сопротивление
- ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства
- ЭК – Эксплуатационная колонна

Оглавление

Введение	15
1. Общие сведения о районе работ	17
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	17
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	20
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта и исследования.....	24
2.1 Стратиграфия	24
2.2 Тектоника.....	31
2.3 Нефтегазоносность	34
2.4 Физические свойства основных нефтегазоносных комплексов и петрофизические характеристики.....	37
2.5 Сейсмогеологическая характеристика.....	40
3. Анализ основных результатов ранее проведённых геофизических исследований	42
4. Основные вопросы проектирования.....	45
4.1 Задачи геофизических исследований.....	45
4.2 Обоснование объекта исследований	45
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.	46
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	48
5. Методические вопросы	49
5.1 Методика проектных работ.....	49
5.2 Интерпретация геофизических данных	53
6. Современные технологии и технические средства, применяемые для восстановления герметичности эксплуатационной колонны	66
6.1 Определение источника обводнения с помощью промыслово- геофизических исследований скважины.....	66
6.2 Обзор технологических операций для восстановления герметичности эксплуатационной колонны	73
6.3 Обзор технических средств для восстановления герметичности эксплуатационной колонны.....	75

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	81
7.1 Технический план, объём проектируемых работ	81
7.2 Расчет затрат времени и труда.....	83
7.3 Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе	85
7.4 Расчёт заработной платы.....	88
7.5 Оценка рентабельности проекта.....	89
8. Социальная ответственность.....	92
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	92
8.2 Производственная безопасность	93
8.3 Экологическая безопасность.....	105
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	106
Заключение.....	110
Список использованных источников.....	111
Приложение 1. Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльджинского месторождения.....	114
Приложение 2. Каротажная диаграмма скв. 308	118

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

Анализ результатов геофизических исследований прошлых лет на скважинах, пробуренных на месторождении, позволил выбрать методы и обосновать геофизический комплекс с целью решения поставленных задач проектируемой скважине № 876, а также построить физико-геологическую модель объекта исследования. Комплекс методов геофизических исследований включает электрические, радиоактивные, а также акустические методы. Рассмотрена методика проведения полевых работ, выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены камеральные работы, интерпретации результатов и метрологическое обеспечение измерений.

В процессе исследования были рассмотрены современные технологии и технические средства, применяемые для восстановления герметичности эксплуатационной колонны. Данные процедуры позволяют продлить срок

работы добывающей или нагнетательной скважины, повысить приток нефти и газа и уменьшить обводненность.

Рассчитана стоимость проектно-сметных работ. Рассмотрены вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также разобрали правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

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

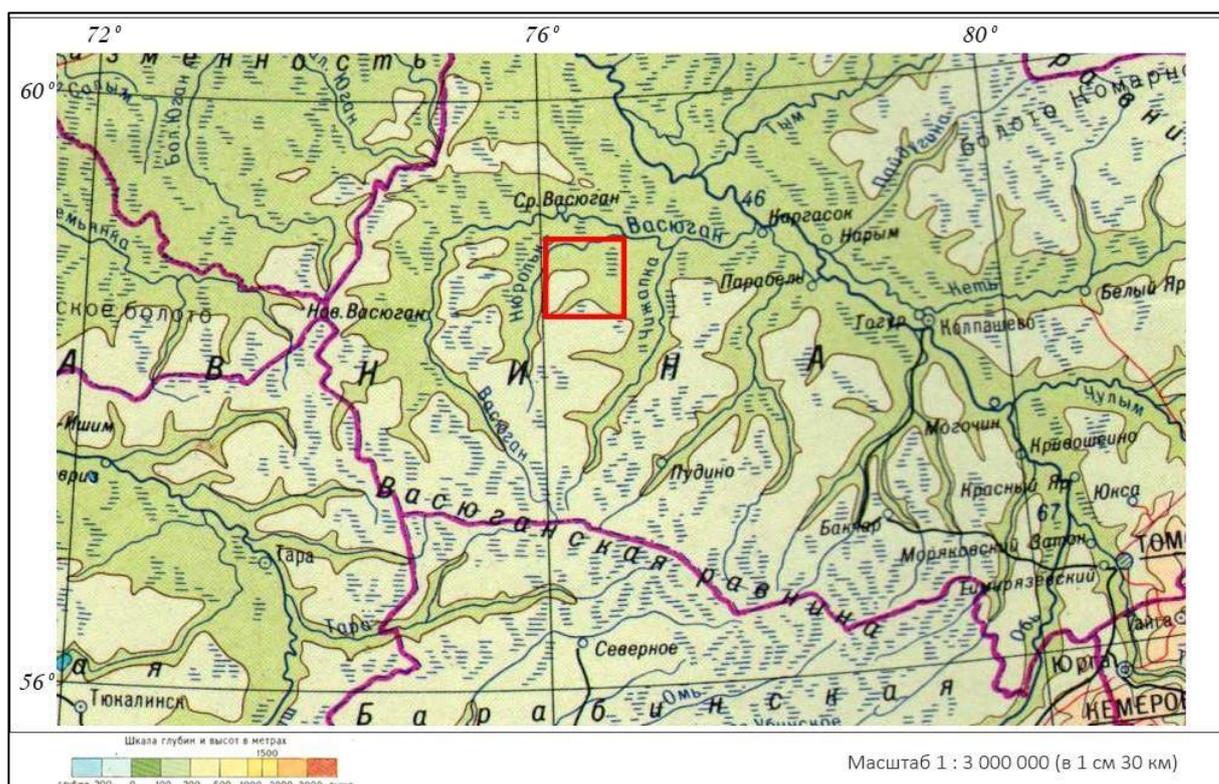


Рисунок 1 – Обзорная схема расположения участка исследования на географической карте (Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г.) [1]

В геоморфологическом отношении территория района представлена слабо расчлененной заболоченной равниной с развитой речной сетью.

Территория исследования расположена в междуречье рек Нюролька и Чижалка – правых притоков р. Васюган. Наиболее значительным на территории исследования является левый приток р. Чижалка – р. Салат, с многочисленными притоками. На своем пути река образует многочисленные русловые болота. Ее ширина составляет 5-15 м, глубина 0,5-1,5 м, скорость течения порядка 0,4-0,6 м/сек. Берега рек чаще заболочены, местами крутые и залесеные. В нижнем течении формируются весьма широкие поймы, которые покрыты густыми

кустарниками. В поймах образуются мелкие озера и болота, не замерзающие в зимнее время. Воды протекающих рек используют как для питьевых, так и для технических целей. Помимо всего, для обеспечения буровых скважин технической водой предусмотрено бурение водяных скважин до 50-150 м глубиной. Ледоход начинается в начале-середине мая, ледостав – в конце октября, реже начале ноября. Большая часть территории водоразделов залесена.

Климат на территории исследования континентальный, с продолжительной холодной и снежной зимой. Зима длится с ноября по апрель (180-185 дней). Температура воздуха в период зимы составляет в около минус 20-25 °С, иногда опускаясь до минус 50°С. Промерзание болот, которое обеспечивает передвижение тяжелой техники по зимним дорогам и профилям, обычно начинается с середины декабря. Толщина покрова снега достигает 0,50-0,60 м, а грунт промерзает до 1,0-1,2м. Лето теплое, короткое. Самый жаркий месяц – июль, в это время температура повышается до плюс 30-32 °С. Навигационный период длится 150-170 дней. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Наибольшее количество осадков выпадает осенью и летом.

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

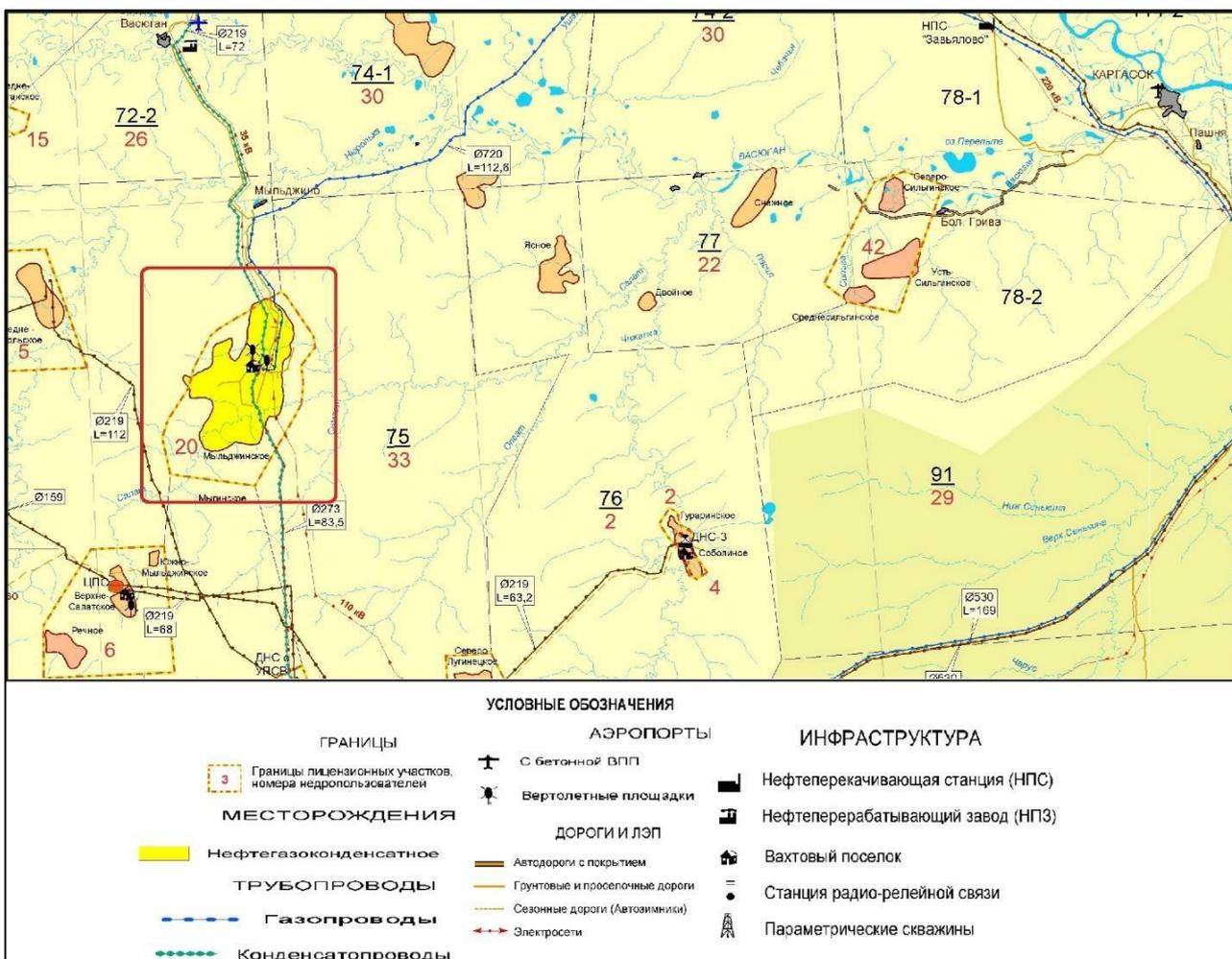


Рисунок 2 – Положение Мыльджинского месторождения на фрагменте административной карты

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

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

С 1947 г. на территории района начали проводиться геологические исследования регионального характера. В период 1947-64 гг. были выполнены геологическая, аэромагнитная (М 1:1000000) и гравиметрическая (М 1:200 000) съемки. Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка – Средне-Васюганский мегавал. В 1960-62 гг. силами С/П 12, 15/61-61 (Агаджанов Э.С.) и 6, 7/61-62 (Берлин Г.И.)

была выявлена и подготовлена к глубокому бурению сейморазведочными работами МОВ Мыльджинская структура, приуроченная к юго-восточной части Средне-Васюганского мегавала. По их результатам построена структурная карта по отражающему горизонту "Па" (подошва марьяновской, ныне – баженовской свиты).

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

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

В 1983-86 гг. с целью уточнения структурных планов в выявлении нефтеперспективных участков в различных частях Мыльджинской структуры были проведены поисковые в детальные исследования МОГТ силами С/П 8, 17/85-86 (руководитель Жевлаков Л.П.). Этими работами был детализирован

восточный борт Мыльджинского поднятия. Дополнительно к структурным построениям по основному отражающему горизонту Па была подготовлена структурная карта по низам покурской свиты.

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

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

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

По данным 3D сейсморазведки построены карты эффективных толщин и улучшенных коллекторских свойств основного юрского продуктивного пласта Ю₁³⁻⁴ и произведена оценка перспектив НГГЗК. По данным 2D сейсморазведки выполнен прогноз газонасыщенных толщин основного нижнемелового продуктивного пласта Б₁₀. Эти данные послужили сейсмической основой для

составления геологической модели Мыльджинского месторождения, которая использовалась при структурных построениях при подсчете запасов.

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



Рисунок 3 – Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. [2]

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



Рисунок 4 – Положение района исследования на карте изученности Томской области сейсморазведочными работами на 2016 г. [2]

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА И ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Мыльдзинского месторождения принимают участие метаморфизованные отложения доюрского фундамента и осадочные отложения мезо-кайнозойского чехла (рис. 15, графическое приложение 1).

ДОЮРСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ

Доюрские образования (D-C) залегают на глубинах 2543.0-3125.0 м, вскрыты скважинами: 1, 4, 11, 54, 55, 56, 104, 118, 121, 132, 208 на толщину 5-290 м (скважины 11 и 56 соответственно). Представлены они преимущественно известняками (C₂₋₃ – скважина 1) органогенными доломитизированными, тонко- и мелкозернистыми, насыщенными остатками пелеципод, мшанок, трилобитов, местами с примесью доломита и точечных зерен пирита.

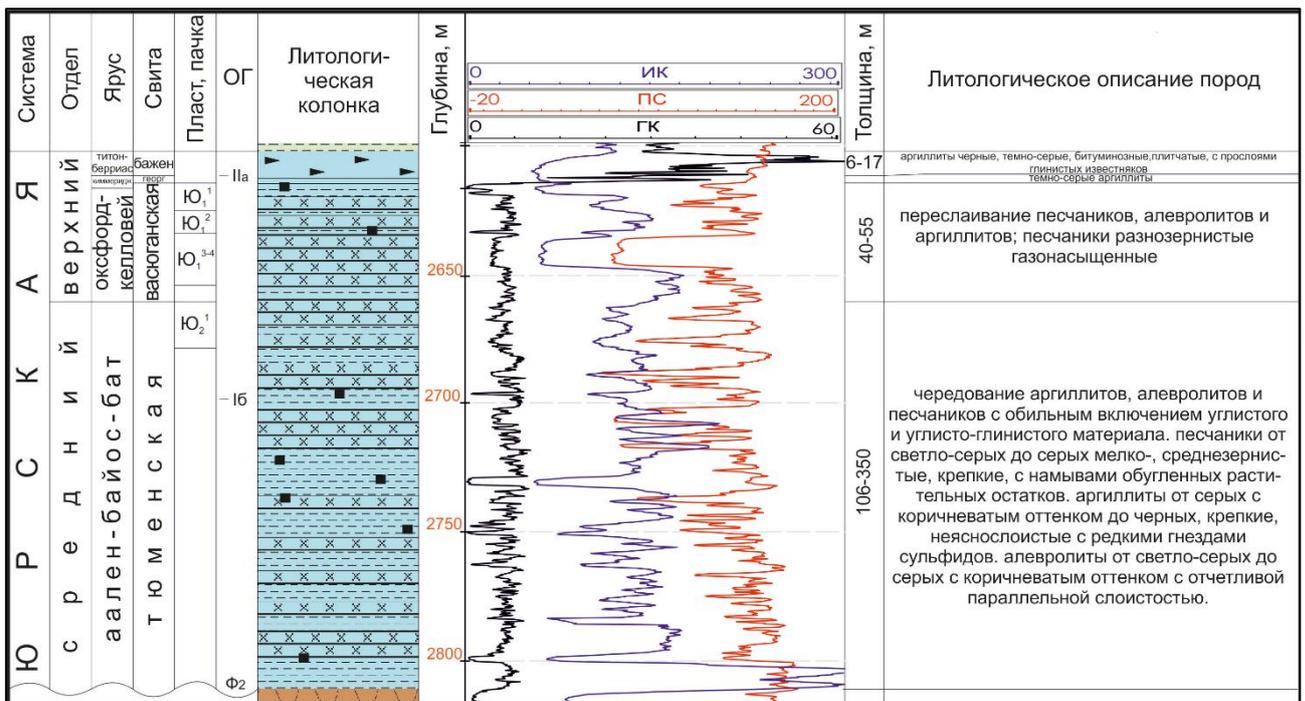
В скважине 56 доюрские отложения представлены песчаниками кремниво- кварцевого состава, переходящими в известняк песчанистый оолитовый доломитизированный. Скважиной 55 вскрыты эффузивные породы. По поверхности доюрских образований развиты породы коры выветривания, вскрытые в скважинах 4, 11 и 55 мощностью 5-23 м.

Со стратиграфическим и угловым несогласием на доюрских образованиях залегают породы мезо-кайнозойского платформенного чехла, представленные юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами. Стратиграфическое расчленение мезо-кайнозойского платформенного чехла произведено в соответствии с региональной стратиграфической схемой Западной Сибири, принятой Межведомственным Стратиграфическим Комитетом в 2004-2005 гг.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА

ЮРСКАЯ СИСТЕМА (J)

В юрских отложениях, представленных средним и верхним отделами, выделяют тюменскую, васюганскую, георгиевскую и баженовскую свиты.



Условные обозначения

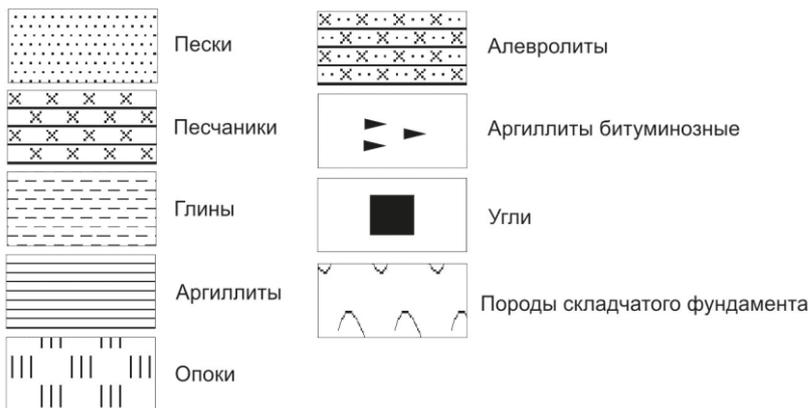


Рисунок 5 – Фрагмент сводного литолого-стратиграфического разреза Мыльджинского месторождения.

СРЕДНИЙ ОТДЕЛ ЮРСКОЙ СИСТЕМЫ (J₂)

Тюменская свита (J₂ a-J₂ b-J₂ bt-J₂ k) на полную мощность вскрыта скважинами 1, 4, 11, 54, 55, 56, 104, 118, 121, 132, 208. Мощность ее изменяется от 106 м (скважина 56) до 350 м (скважина 55).

Свита представлена пластами Ю₂ – Ю₆ и характеризуется сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников преимущественно континентального происхождения с обильными включениями углистого и углисто-глинистого материала, часто в виде пропластков. Песчано-алевритовые

пласты характеризуются резкой невыдержанностью, как по площади, так и по разрезу, а также значительной глинистостью.

Низы тюменской свиты (отложения аалена-байос-бата) сложены глинисто-алевролитовыми породами с прослоями углей различной мощности, песчаниками ограниченного распространения.

Отложения средней части тюменской свиты развиты в депрессионных участках территории и имеют незначительное распространение на Мыльджинском месторождении. Завершает разрез отложений тюменской свиты чуть более (относительно нижележащих) опесчаненный пласт (J_{O_2}), характеризующий трансгрессивный этап развития морского бассейна в келловее. В его подошве залегает маломощный, но выдержанный углисто-аргиллитовый пласт. Пласт имеет двучленное строение ($J_{O_2}^1$ и $J_{O_2}^2$) и представлен чередованием слоев серых алевролитов и песчаников с прослоями аргиллитов и углей.

Песчаники в тюменской свите варьируют от светло-серых до серых, мелко- среднезернистые, крепкие, с намывами обугленных растительных остатков по поверхности напластования, вплоть до образования угольных слойков. Аргиллиты от серых с коричневатым оттенком до черных, крепкие, неяснослоистые с редкими гнездами сульфидов, обрывками перьев папоротников. Алевролиты от светло-серых до серых с коричневатым оттенком, с отчетливой параллельной слоистостью.

Глубина залегания отложений тюменской свиты составляет 2660.0-2811.0 м.

На Мыльджинском месторождении доказана продуктивность пласта $J_{O_2}^1$.

На отложениях тюменской свиты залегают осадки васюганской свиты, морского и континентального генезиса.

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ ЮРСКОЙ СИСТЕМЫ (J_3)

Васюганская свита ($J_2 k$ - $J_3 o$ - $J_3 km$) состоит из двух подсвит: нижневасюганской – представленной косослоистыми аргиллитами нижне-среднекелловейского возраста и верхневасюганской – песчано-алевролитовой с

прослоями углей и углистых аргиллитов келловей-оксфорд-кимериджского возраста. Нижневасюганская подсвета является межрезервуарной покрывкой, завершившей келловейскую трансгрессию и разделяющей продуктивные пласты Ю₂ и Ю₁. Наибольший интерес на месторождении представляет верхневасюганская подсвета, в состав которой входит основной продуктивный горизонт Ю₁. В интервале горизонта Ю₁ выделяются несколько углистых пропластков различной мощности и степени выдержанности. Наиболее устойчивый из них выделяется во всех скважинах площади и дает основание выделять в пласте три различных толщи: подугольная (пласты Ю₁³⁻⁴), междуугольная (пласт Ю₁²) и надугольная (пласт Ю₁¹). Кроме того, в средней части пласта Ю₁¹ в ряде центральных и восточных скважин прослеживается еще один угольный интервал.

Подугольная толща (пласты Ю₁³⁻⁴) довольно неоднородна и в ее объеме можно выделить песчаные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴. Пласт Ю₁⁴ представлен песчаниками слоистыми от мелко- до грубозернистых с намывами мелкого углистого детрита с редкими более крупными фрагментами флоры. Слоистость разнообразная: от горизонтальной до косой и полого-волнистой. Участками наблюдается глинизация песчаников. Пласт Ю₁³ представлен песчаниками серыми, однородными средней степени крепости и плотности с вкраплениями и гнездами сульфидов, слюды, окисленных железистых соединений. По поверхности напластования наблюдаются намывы растительного детрита. Границей раздела этих песчаников служит алевролитоглинистый прослой или прослой карбонатизированных песчаников, но т. к. в разрезе он присутствует не повсеместно, то зачастую пласты сливаются в единый резервуар.

Отложения междуугольной толщи представлены песчаниками мелкозернистыми, плотными, однородными от светло-серых до серых, иногда с вкраплениями сульфидов. Алевролиты серые с голубоватым оттенком, глинистые, крупнозернистые. Аргиллиты от темно-серых с коричневатым оттенком до темно-серых, с голубоватым оттенком, массивные, обогащенные алевролитовым материалом, слабослюдистые с остатками фауны, углистые.

Завершает разрез верхневасюганской подсвиты песчаный пласт Ю₁¹. Представлен он переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов. Песчаники серые, зеленовато-серые до буровато-серых и коричневых, мелкозернистые, слюдистые, косослоистые, карбонатизированные с включениями растительного детрита. Аргиллиты темно-серые до черных, тонкослоистые, плотные, опесчаненные. Алевролиты серые и светло-серые, крепкоцементированные, косослоистые, слюдистые. Повсеместно в разрезе отмечается присутствие пирита и остатков фауны.

Общая мощность отложений васюганской свиты на Мыльджинском месторождении составляет 40-55 м. Глубина залегания свиты меняется от 2614.0 м до 2660.0 м.

Отложения *георгиевской свиты* (J₃ km), вскрытые на Мыльджинском поднятии, в основном, имеют незначительную мощность (1-2 м), лишь на восточном склоне структуры в скважине 55 мощность их увеличивается до 6 м. Сложена она аргиллитами кимериджского возраста.

Отложения *бажендовской свиты* (J₃ tt-K₁ b) представлены аргиллитами морского генезиса мощностью 6-17 м. Аргиллиты черные, темно-серые, битуминозные, плитчатые, с прослоями глинистых известняков. К подошве свиты приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт «П_а» [3].

В разрезе отложений мелового комплекса, залегающих на верхнеюрских породах, выделяются осадки нижнего мела (куломзинская, тарская, киялинская, алымская свиты) и верхнего мела (покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты).

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (К)

Нижнемеловые отложения характеризуют крупную регрессивную фазу развития осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, отражающуюся в последовательной смене морских осадков куломзинской свиты, прибрежно-морскими осадками тарской свиты и прибрежно-морскими, прибрежно-

континентальными и типично континентальными отложениями киялинской свиты.

НИЖНИЙ ОТДЕЛ МЕЛОВОЙ СИСТЕМЫ (K₁)

Отложения *куломзинской свиты* (K₁ b) глубоководно- и мелководно-морского генезиса развиты повсеместно и представлены они серыми аргиллитами, опесчанеными в кровле. В основании свиты выделяются 35-40 - метровые пачки коричневато-серых битуминозных аргиллитов. Выше залегает пачка светло-серых известковистых песчаников мощностью 70-80 м. В объеме свиты выделяются продуктивные пласты B₁₆₋₂₀² и B₁₆₋₂₀¹, B₁₀, B₈. Песчаные пласты B₁₆₋₂₀² и B₁₆₋₂₀¹ отличаются сильной литологической изменчивостью вплоть до полной глинизации в восточной, западной и южной частях структуры. Пласты представляют собой чередование песчаников светло-серых, в основном, мелкозернистых косослоистых и тонко-горизонтальнослоистых и алевролитов серых, темно-серых глинистых. По составу песчаники и алевролиты кварц-полевошпатовые, песчаники сцементированы хлоритовым, гидрослюдистым, реже каолинитовым цементом.

Пласт B₁₀ развит в верхней части куломзинской свиты. Представлен светло-серыми с зеленоватым оттенком песчаниками, алевролитами мелко- и среднезернистыми, преимущественно полевошпатовыми и аргиллитами зеленовато-серыми, алевролитистыми, плитчатыми.

Пласт B₈ залегает в кровле куломзинской свиты, представлен двумя проницаемыми песчаными прослоями, разделенными небольшой глинистой пачкой. Толщина свиты составляет 205-290 м.

Отложения *тарской свиты* (K₁ v) продолжают морской режим осадконакопления. Состоят они преимущественно из песчаников мелко- и среднезернистых, чередующихся с прослоями аргиллитов. Общая мощность свиты изменяется от 151 до 229 м.

Завершают этап регрессивного формирования нижнемелового осадочного бассейна отложения *киялинской свиты* (K₁ g-K₁ br). Сложены они серыми, темно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами,

переслаивающимися с аргиллитами, имеющими слабую пестроцветную окраску прибрежно-морского типа. Поисковыми объектами киялинской свиты являются песчаные пласты $A_2 - A_{12}$ и $B_1 - B_6$, в пласте A_3 нефтегазоносность доказана результатами испытаний скважины 1бис. Как правило, пласты не выдержаны по латерали и часто замещаются на алеврито-глинистые разности. Мощность их изменяется от 8 до 11 м. Общая мощность отложений киялинской свиты составляет 108-350 м.

Киялинскую свиту трансгрессивно перекрывают отложения *алымской свиты* ($K_1 br$) толщиной 20-60 м, в основании которой залегает базальный пласт A_1 , состоящий из нескольких пропластков песчаников, алевролитов и аргиллитов.

ВЕРХНИЙ ОТДЕЛ МЕЛОВОЙ СИСТЕМЫ (K_2)

Отложения *покурской свиты* ($K_1 a-K_1 al-K_2 s$) представлены разнозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами. Мощность свиты составляет 774–790 м и довольно выдержана на всем участке работ. В разрезе покурской свиты насчитывается до 19 парных элементов «коллектор-покрышка». Экраном для пластов-коллекторов покурской свиты служат глинистые отложения *кузнецовской свиты* ($K_2 t$). Мощность отложений свиты небольшая всего 10–32 метров. Выше кузнецовской свиты залегает *ипатовская свита* ($K_2 k-K_2 st-K_2 km$), мощность которой составляет 87-120 м. Отложения *славгородской и ганькинской свит* ($K_2 m-P_1 d$) представлены прибрежно-морскими песчаниками, алевритовыми глинами, содержащими примесь карбонатного материала. Толщины свит составляют соответственно 44-87 м и 82-106 м.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ГРУППА

ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА (P)

Палеогеновые отложения морского генезиса представлены преимущественно глинами с прослоями песчаников, алевролитов и мергелей. Заканчивается разрез палеогеновых отложений песчаниками *некрасовской свиты* (P_3) мощностью 125-155 м.

ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА (Q)

Четвертичные отложения представлены песками желтовато-серыми, разномеристыми, суглинками и глинами желтовато-серыми общей мощностью до 50 м. [3].

2.2 Тектоника

По тектоническому районированию фундамента территория исследования располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста (рис. 6).

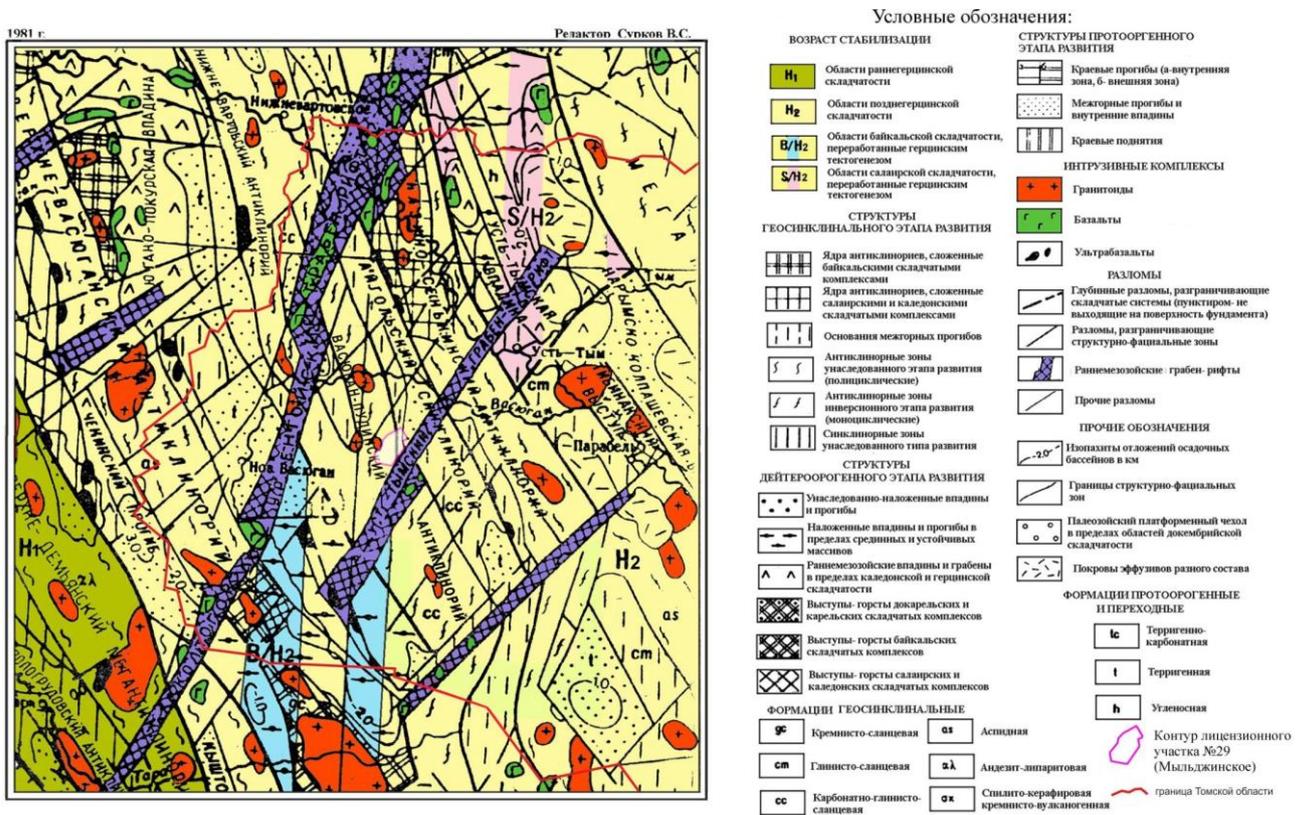


Рисунок 6 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область, под ред. Суркова В.С., 1981 г.)

В соответствии с «Тектонической картой фундамента Западно-Сибирской плиты» (под редакцией В.С. Суркова, 1981 г.) (Рис. 2.9), территория участка расположена в зоне развития структур инверсионного типа позднегерцинской складчатости – Васюган-Пудинского антиклинория и Айгольского синклиория, в пределах крупного тектонического блока между Усть-Тымским и Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтами. Васюган-

Пудинский антиклинорий занимает большую по площади юго-западную часть территории и простирается с северо-запада на юго-восток, сложен породами карбонатно-глинисто-сланцевой формации. На северо-востоке антиклинорий граничит с Айгольским синклинорием, сложенным породами глинисто-сланцевой формации. Юго-восточная часть участка ограничена Усть-Тымским грабен-рифтом северо-восточного простирания раннетриасового возраста заложения. Отложения, заполняющие рифтовую зону, представлены переслаиванием эффузивов среднего и основного состава.

Центрально-Западносибирская складчатая система заложилась в силуре или начале девона на коре континентального типа.

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

Согласно "Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты" (Конторович В.А., 2005 г.) Мыльджинский вал, структура III порядка, осложняет юго-восточный склон Средневасюганского мегавала. Структура граничит на востоке с Усть-Тымской впадиной, на юге – с Шингинской мезоседловиной, на западе – с Нюрольской мегавпадиной (рис. 7).

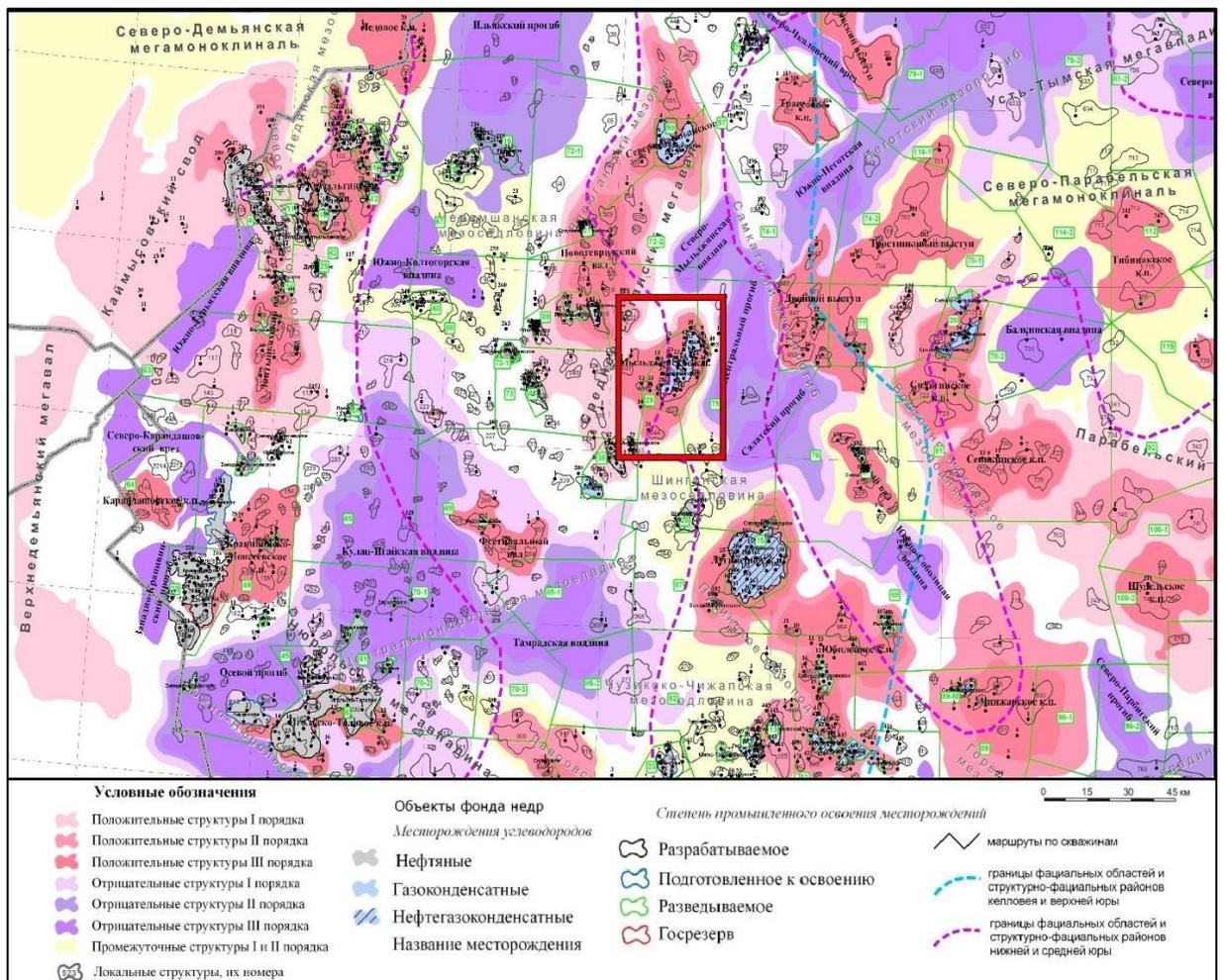


Рисунок 7 – Положение территории исследования на фрагменте тектонической схемы чехла района работ (Конторович В.А., 2005 г.)

Мыльджинский вал осложнен структурами IV порядка: Мыльджинской, Мыгинской и Южно-Мыльджинской. По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) Мыльджинская структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами по оконтуривающей изогипсе (структурная карта Г.К. Фирсовой 1994 г.) – 2325 м, 28x15 км и амплитудой 125 м. Восточный склон структуры довольно крутой, углы падения на уровне отражающего горизонта Па достигают на отдельных участках 3-6 градусов), западный же наоборот относительно пологий. Поднятие осложнено рядом более мелких структур четвертого порядка. Вверх по разрезу структура постепенно выполаживается, происходит уменьшение амплитуды поднятия и сокращение углов наклона крыльев (рис. 8).

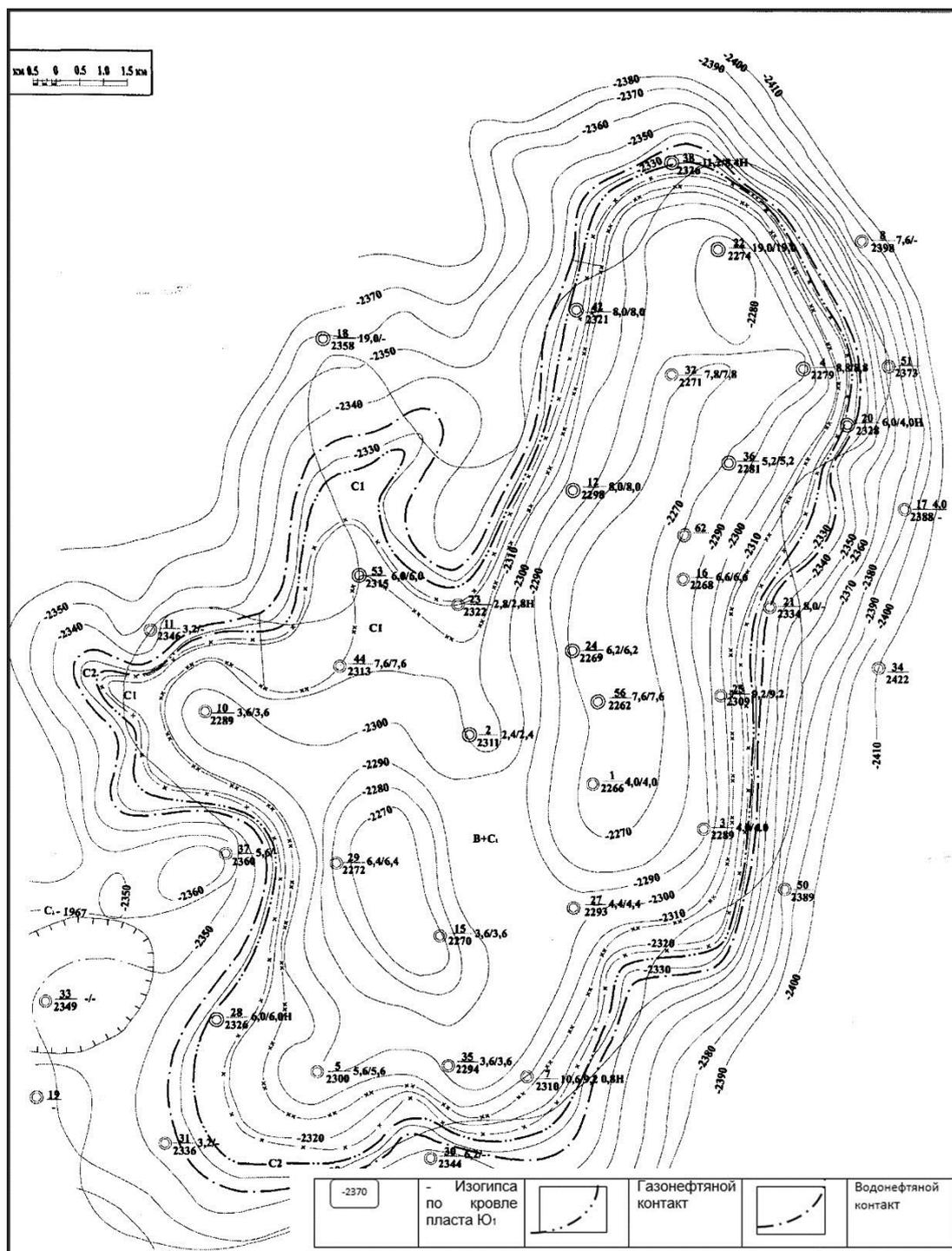


Рисунок 8 – Структурная карта Мыльджинской структуры по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты)

2.3 Нефтегазоносность

Мыльджинское месторождение располагается в пределах Средневасюганского нефтегазоносного района, Васюганской нефтегазоносной области, Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 9).



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

В пределах Средневазюганского нефтегазоносного района выделяются доюрский, юрский и меловой НГК [4]. В пределах Мыльджинского месторождения основные промышленные залежи связаны с юрским и меловым

НГК. Непромышленная нефтегазоносность установлена в доюрском НГК (скв. 1, 4).

Юрский нефтегазоносный комплекс объединяет продуктивные пласты горизонта Ю₁ (Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴) васюганской свиты и пласт Ю₂ тюменской свиты. Основной нефтематеринской свитой является баженовская [5].

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

Продуктивность пласта Ю₁¹⁻² подтверждена результатами испытаний скважин 1, 2, 3, 5, 10, 12, 15, 16, 22, 23, 28, 29, 31, 32, 35, 44, из них были получены фонтаны газа с свободными дебитами порядка 23,3-135,3 тыс.м³/сут. В то же время с газом поступало значительное количество газоконденсата. Притоки нефти дебитом 20 т/сут получены из скв. 53 на западе месторождения и из скв.17, 21, 32, 42, 44, где дебиты колеблются в пределах 3,4-15,8 т/сут. По результатам испытаний пласта Ю₁¹ из скв. 8, 17, 51 на северо-восточном склоне Мыльджинского поднятия выделилась литологически экранированная залежь нефти, образованная за счет глинизации песчаников Ю₁¹ в своде структуры. Уровень водонефтяного контакта установлен в скв. 8 на а.о. минус 2364 м. Дебиты нефти, которые были получены из скв. 17,21,51 составили порядка 0,004-3,4 т/сут.

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

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

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

Пласт Б₁₀ приурочен к средней части куломзинской свиты валанжинского возраста. Пласт является фациально неустойчивым и прослеживается лишь в северной и северо-восточной частях Мыльджинской площади. Продуктивность пласта Б₁₀ была подтверждена результатами испытаний 6 скважин, из которых были получены фонтаны газа дебитами 110,8-366,5 тыс.м³/сут.

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

2.4 Физические свойства основных нефтегазоносных комплексов и петрофизические характеристики

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

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

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

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

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

Юрский НГК

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

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

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

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

Резервуаром верхней части тюменской свиты является коллектор пласта Ю₂, представленный в основном песчаниками. Коллектор практически по всей площади Мыльджинского месторождения является водонасыщенным. Локальными крышками служат глинистые горизонты внутри комплекса. Коллектор гранулярный, открытая пористость – 13,2-13,7 %, проницаемость – 17-28 мД, газонасыщенность – 17-34 %. ФЭС отложений верхней юры, где сосредоточены основные запасы газа, представлены на примере скв. 111 в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов ФЭС коллекторов по скв. 111

Пласт	Интервал коллектора, м		h, м	K _{гп} , %	K _п , %	K _{пр} , мД	K _{нг} , %	Характер насыщения
	от	до						

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

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

Таблица 4 – Петрофизические критерии и уравнения коллекторов Мыльджинского месторождения

Параметры: Объекты	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴ , Ю ₂ ¹ , Ю ₂ ² ,	Б ₁₆₋₂₀	Б ₁₀	Б ₈
Температура пласта, °С	80.0	LgT°=0.853H _{абс.} -0.958		
Минерализация пластовой воды, кг/м ³	35.0	C=0.027H _{абс.} -23.2		
Сопротивление пластовой воды, Ом	0.08	Lgρ _в =5.23-1.92H _{абс.}		
Критерии коллектора: для газа для нефти	α _{пс} ≥0.3 K _п =0.12 K _{пр} =0.5·10 ⁻³ мкм ² α _{пс} ≥0.43 K _п =0.135 K _{пр} =1.92·10 ⁻³ мкм ²			
Критерий получения газа	ρ _п ≥11.0, временные замеры НКТ	ρ _п ≥11.0, временные замеры НКТ		
Критерий получения нефти	ρ _п ≥5.2	ρ _п ≥7.2 P _п ≥3.5 K _п ≥0.54		
Критерий получения нефти и воды	4.3<ρ _п <5.2	4.3<ρ _п <7.2, 2.75<P _п <3.5, 0.48<K _п . <0.54		
Критерий получения воды	ρ _п <4.3	ρ _п <4.3, P _п <2.75, K _п . <0.48		
Газонефтяной контакт (ГНК)	-2321.0			
Газоводяной контакт (ГВК)	-2321.0	-2181.0	-2160.0	-2003.0
Водонефтяной контакт, ВНК	- 2366			
Открытая пористость, д.ед.	K _п =0.08392+0.1196α _{пс}	K _п =0.212+0.038α _{пс}		
Относительное сопротивление	P _п =0.767K _п ^{-1.923}	P _п =1.7947K _п ^{-1.536}		
Нефтенасыщенность, д. ед.	K _в =0.95P _п ^{-0.75}	K _в =0.9268P _п ^{-0.585}		
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	K _{пр} =10 ^{^((α_{пс}/0.75) ^2.27)}	lgK _{пр} =42.99K _п - 7.8362		
Глинистость, доли ед.	K _{гл} =1.055-(1.14-1.111) 0.5; K _{гл} =0.4346-0.3846α _{пс}	K _{гл} =1.055-(1.14-1.111) 0.5		

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

2.5 Сейсмогеологическая характеристика

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

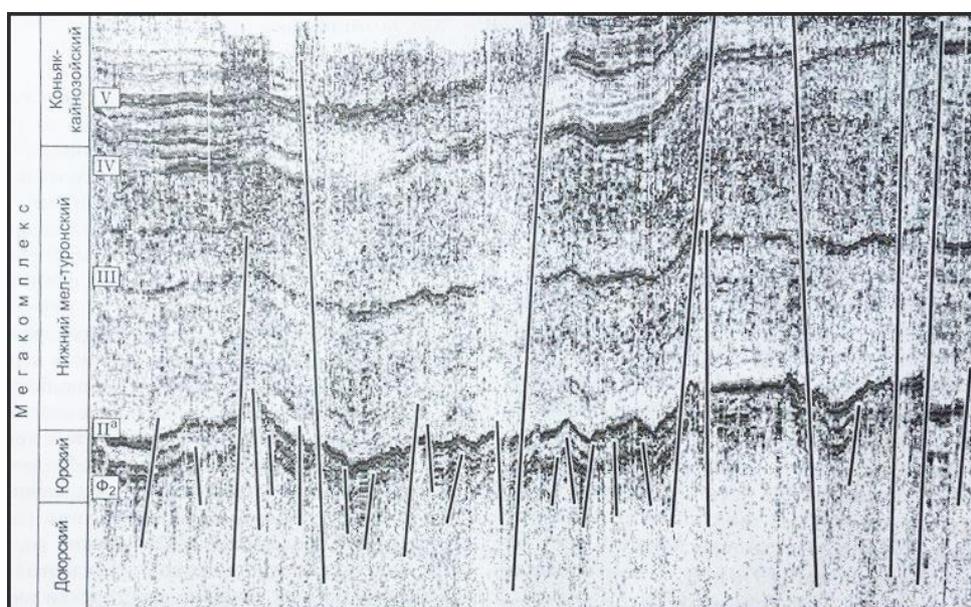


Рисунок 10 – Региональный временной разрез по профилю IX [6]

Наличие в разрезе осадочного чехла двух мегарегиональных флюидоупоров, к которым приурочены энергетически выраженные отражающие горизонты, позволяют разделить его на три осадочных сейсмогеологических мегакомплекса: юрский, ранний мел-туронский и коньяк-кайнозойский. Каждый

из мегакомплексов региональными и зональными флюидоупорами разделен на серию комплексов, представляющих самостоятельный интерес в отношении нефтегазоносности.

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

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

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

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

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

3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЁННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для анализа геофизических исследований взяты данные по скважине №308, пробуренной в 2020 г. Цель проведённых исследований – определение фильтрационно-ёмкостных свойств и характера насыщения коллекторов юрских отложений.

Продуктивные пласты Ю₁ и Ю₂ исследованы в интервале от 2750,0 до 2902,0 м методами ПС, ГК, НКТ, БК, БКЗ, ИК, Резистивиметрия, ВИКИЗ, АК, ГГК-п, кавернометрия (Приложение 2).

Стоит отметить, что промывочная жидкость полимерного состава, в виду этого метод ПС не информативен.

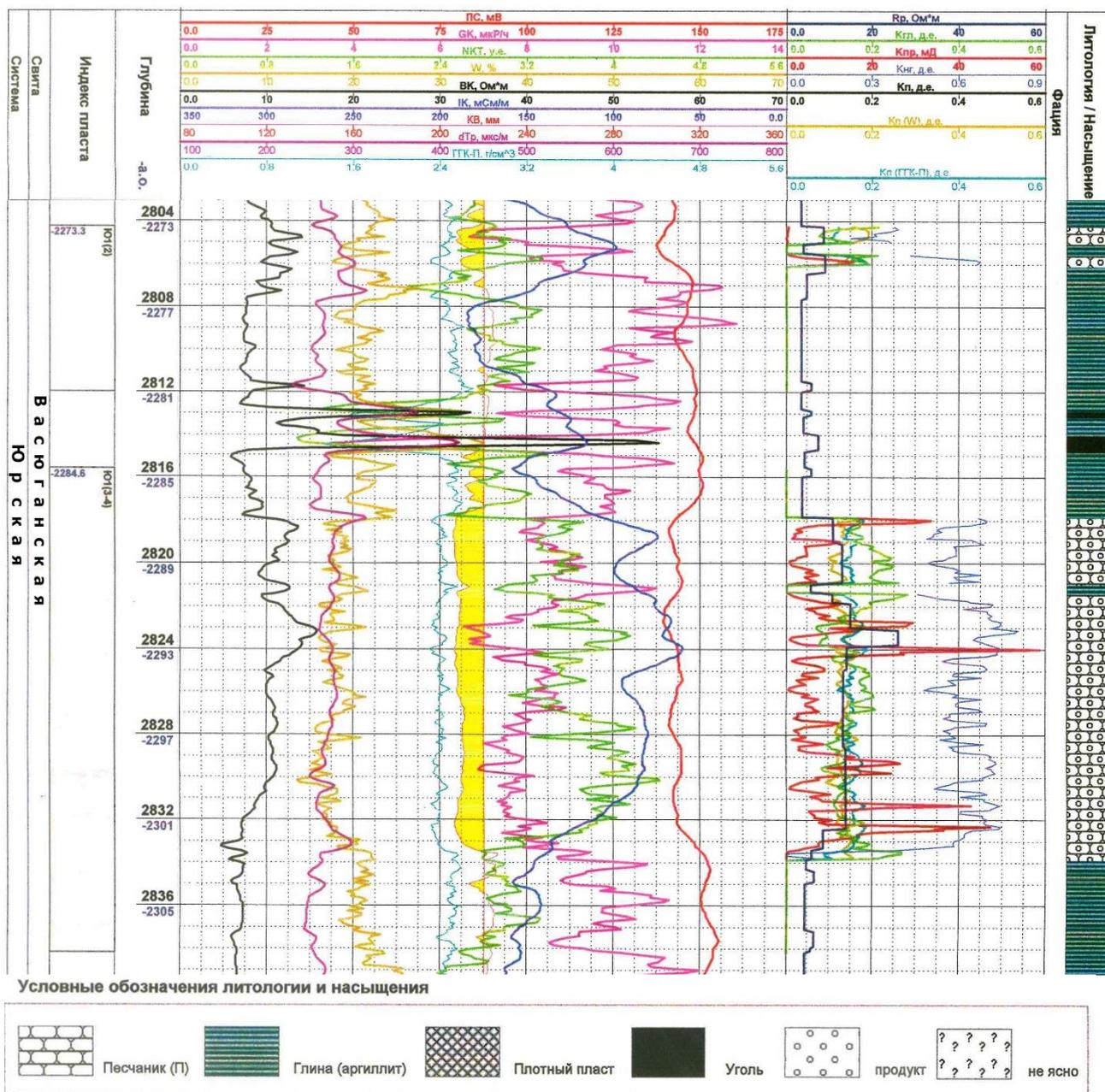


Рисунок 11 – Фрагмент каротажной диаграмма скважины 308 на против продуктивных пластов Ю₁² и Ю₁³⁻⁴.

Для литологического расчленения разреза применялись следующие методы – БКЗ, ИК, НКТ, ГГК-п, БК, ГК, АК, которыми можно с хорошей точностью дифференцировать разрез на глины, угли, а также песчаники.

По рассматриваемому разрезу глины выделяются высокими значениями кривых естественной радиоактивности I_{γ} (ГК), низкими значениями кривых сопротивлений (БКЗ, ИК, БК), а также нейтронного каротажа (НКТ).

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

Плотные пласты выделяются повышенными значениями сопротивлений, НКТ, пониженными значениями естественной радиоактивности.

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

Для выделения пластов-коллекторов применялись методы ВИКИЗ, кавернометрия.

По кривым кавернометрии коллектор характеризуется понижением диаметра скважины, за счет того, что в зоне проникновения происходит образование глинистой корки.

В методе ВИКИЗ для пластов-коллекторов характерны расхождения значений между зондами различной глубины исследования.

ФЕС коллекторов включают в себя K_p , $K_{пр}$, $K_{гл}$, и $K_{нг}$, рассчитываемые методами ГК, ПС, БКЗ, БК, ГГК-п, НКТ и АК.

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

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

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

4.2 Обоснование объекта исследований

В результате анализа работ прошлых лет, анализируя стратиграфические разбивки и изученность участка глубоким бурением по кровле юрских отложений, замечено, что северо-западный участок площади охарактеризован пониженной плотностью скважин. Исследованиями необходимо уточнить положение ВНК с целью увеличения площади нефтеносности и приращения запасов по категории C_1 .

Проектом предусмотрено проведение геофизических исследований в разведочной скважине №876, заложенной в северо-западной части Мыльджинского месторождения, между скважинами №18 и №23 (рис. 12). Бурение разведочной скважины проектируется с забоем в 2900 м.

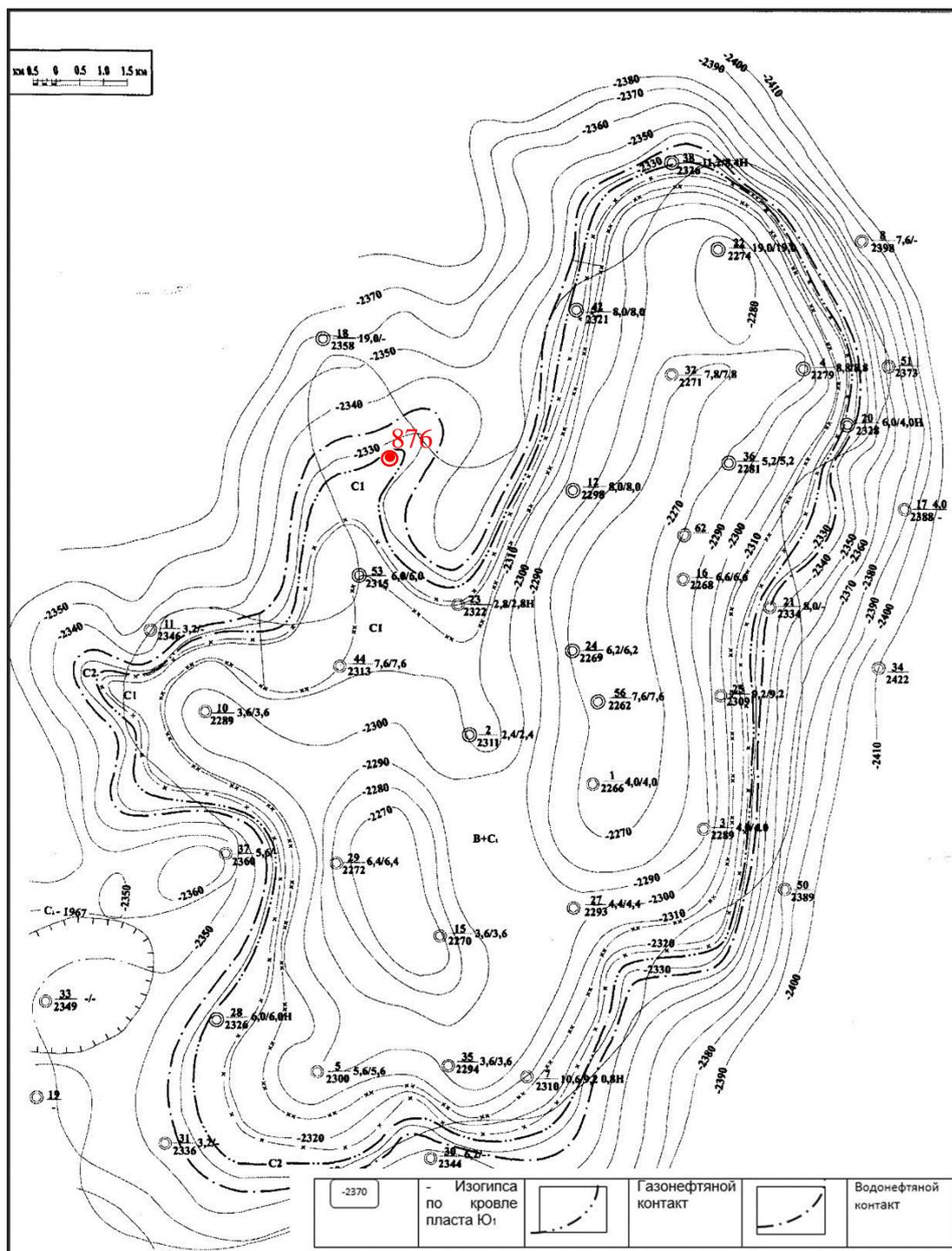


Рисунок 12 – Схема размещения проектной скважины № 876 на Мыльджинском месторождении на структурной карте по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты)

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.

Физико-геологическая модель (ФГМ) объекта дает возможность получить первоначальную информацию об объекте исследования и предусмотреть возможные осложнения в процессе проведения работ, а также

выбрать оптимальным образом методы ГИС для решения поставленных задач. Физико-геологическая модель строится на основании анализа скважин, пробуренных на исследуемой площади. По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин построена ФГМ продуктивной части (горизонт Ю₁) Мыльдзинского месторождения (рис. 13).

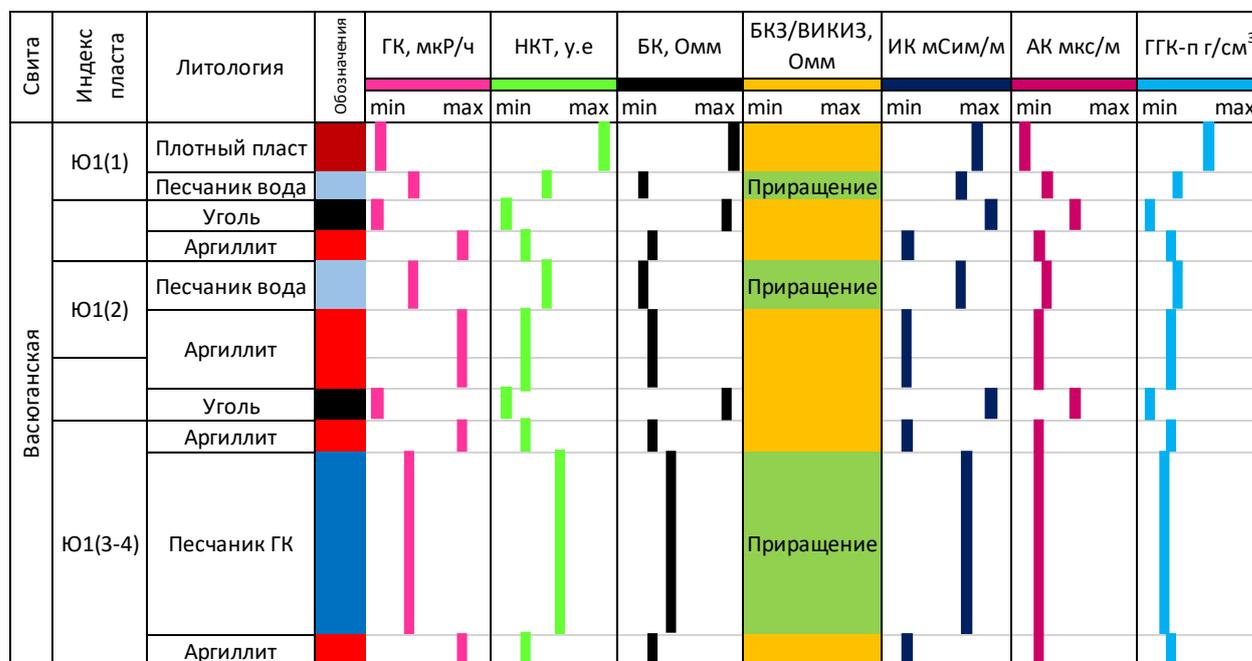


Рисунок 13 – ФГМ горизонта Ю Мыльдзинского месторождения

По данным ГИС литологический состав пород разреза отражается следующим образом. На каротажной диаграмме глины выделяются по низким значениям сопротивления, на кривой ГК – по максимальным значениям, по НКТ – низкими значением.

Песчаные породы по НКТ выделяются по средним значениям. По кривой ГК соответствуют средние значения. УЭС песчаников изменяется в широких пределах: у водонасыщенных песчаников УЭС 5 Ом*м, у газо-нефтенасыщенных – значительно выше.

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

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

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

Буровой раствор будет использоваться на глинистой основе.

Литологическое расчленение разреза и выделение пластов-коллекторов производится методами ПС, БК, БКЗ, ИК, ННК-т, ГГК-П, ГК, АК, кавернометрия, ВИКИЗ.

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

Определение пористости осуществляется при помощи методов ПС, ГГК-П, ННК-т и АК.

Определение проницаемости коллекторов производится путем анализа керна.

Определение характера насыщения коллекторов и местоположения водонефтяного контакта осуществляется методами УЭС.

Инклинометрия проводится для определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и определения абсолютных отметок и эффективных толщин с учетом абсолютных отметок.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных работ

Выбор методики и аппаратуры для проведения комплекса геофизических исследований на Мыльджинском месторождении основывался на анализе работ прошлых лет, а также физико-геологической модели. Ранее проведенные методы показали свою хорошую эффективность при решении геологических задач на изучаемом месторождении. В пределах потенциально продуктивной части геологического разреза предусматривается применение комплекса ГИС, указанного в таблице 5.

Таблица 5 – Комплекс проектируемых работ

Вид исследования	Прибор	Масштаб записи	Интервал записи, м	Скорость записи, м/час
ПС Резистивиметрия БК БКЗ (6 зондов) ИК Инклинометрия ГК	К1А-723-МИН+ГК	1:200	2700-2900	800
Кавернометрия	СКПД	1:200	2700-2900	1700
ВИКИЗ	ВИКИЗ	1:200	2700-2900	1800
ННК-т и ГК	РК5-76	1:200	2700-2900	400
ГГК-П	МАРК-1	1:200	2700-2900	400
АК	АВАК-11	1:200	2700-2900	260

Для реализации выбранного нами комплекса работ планируется использовать аппаратуру заводского серийного производства. Весь комплекс работ планируется выполнять с помощью компьютеризированной станции лаборатории «КЕДР-02», оснащенной необходимым серийным скважинным оборудованием [7].

Отличительной особенностью геофизических лабораторий семейства «КЕДР-02» является распределенная архитектура вычислительных средств. В

отличие от других лабораторий, различные задачи выполняются не одним компьютером, а распределены по нескольким специализированным процессорам. Другой важной особенностью является программное декодирование телеметрии всех без исключения приборов. Все это позволяет подключать новые приборы, не меняя аппаратуру лаборатории.

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

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

Электрический каротаж [7, 8] будет проводиться аппаратурой К1А-723-МИН+ГК. Прибор является комплексным и позволяет за один рабочий цикл выполнить измерения стандартными электрическими методами каротажа в составе методов кажущегося сопротивления (КС, БКЗ), бокового (БК), индукционного (ИК), метода ПС, резистивиметрии. Стандартный каротаж будет выполняться в масштабе записи кривых ПС – 25.0 мВ/см (зондом N11.0M0.5A) и КС (зонд A2,0M0.5N) – 5.0 Ом/см. Боковое каротажное зондирование (БКЗ) будет выполняться 6 зондами с размерами зондов: A0.4M0.1N, A2,0M0.5N, A4,0M0.5N, A8,0M1,0N, N0.5M2,0A, A1,0M0,1N. Исследования методом БКЗ будут проводиться в интервалах детализации при масштабе записи – 5 Ом/см. Регистрация кривых КС будет осуществляться в логарифмическом масштабе. Для контроля качества измерений выполняется сравнение стандартных сигналов, полученных после выполнения измерений с калибровочными, причем расхождение между ними не превышает допустимую относительную погрешность. Основные и контрольные измерения не должны отличаться более чем на 20 %. Для опорных пластов это условие более жесткое, отличие не должно превышать 10 %. Боковой каротаж. Аппаратура К1А-723-МИН+ГК позволяет

провести комплексные измерения методами бокового каротажа и бокового каротажного зондирования за счет использования единой изоляционной схемы в трехжильном кабеле. БК в составе К1А-723-МИН+ГК будет выполняться трехэлектродным зондом при скорости записи 800 м/час. При измерениях методом БК обеспечивается диапазон значений в пределах 0,2–10000 Ом при погрешности измерений не более 10.

Индукционный каротаж. Метод индукционного каротажа позволяет выполнить измерение кажущейся удельной электропроводности пород с целью последующего определения удельного электрического сопротивления коллекторов на различных участках зоны проникновения, включая и не затронутую часть пласта. Условия применения метода на Мыльджинском месторождении отвечают типовым требованиям, так как сопротивление горных пород геологического разреза существенно меньше 500 Ом. Индукционный каротаж будет осуществляться прибором ИК в составе К1А-723-МИН+ГК, в интервале проведения детализационных работ продуктивного фрагмента геологического разреза при масштабе записи диаграммы 50 мСим/см.

Резистивиметрия – каротаж, с помощью которого измеряется удельное электрическое сопротивление бурового раствора (промывочной жидкости). Резистивиметрия будет осуществляться в составе К1А-723-МИН+ГК. Масштаб записи – 1 Ом/см.

Инклинометрия будет проводиться инклинометром, входящем в состав К1А-723-МИН+ГК. Данный зонд решает следующие задачи: постоянное, непрерывное измерение направления ствола скважины (азимут и зенитный угол), а также угла поворота инклинометра в функции глубины с выводом результатов на экран и сохранения их в LAS – формате.

Радиоактивный каротаж. Для регистрации записей нейтронного ННКТ и интегрального гамма-каротажа ГК в открытом стволе будут применяться скважинные приборы РК5-76 и К1А-723-МИН+ГК. Аппаратура РК5-76 регистрирует одновременно кривую ГК и кривые 2ННКТ большого и малого зондов. РК 5-76 предназначен для измерения мощности экспозиционной дозы

(МЭД) естественного гамма-излучения (ГК) и водонасыщенной пористости пород (компенсированный нейтронный каротаж по тепловым нейтронам 2ННКт) с привязкой показаний к элементам технологического оборудования по локатору муфт (ЛМ). Это оборудование позволяет выполнить качественные измерения радиоактивных показателей в проектной скважине в необходимом диапазоне нейтронной пористости (от 0,7 до 40 %) и естественной радиоактивности от 5 до 200 мкР/час.

Гамма-гамма-плотностной каротаж осуществляется прибором МАРК-1 и применяется для исследования поисковых, разведочных и эксплуатационных нефтяных и газовых скважин. Аппаратура представляет собой скважинный прибор, который включает в себя модуль ГК, модуль НК-2 и модуль ГГК-2.

Высокочастотное индукционное изопараметрическое каротажное зондирование (ВИКИЗ) относится к классу индукционных методов каротажа и позволяет выполнить одновременную регистрацию удельного электропроводности пород пятью зондами разной глубинности исследования. Прибор надежно работает в относительно низкоомных разрезах горных пород, до 200 Ом с относительной погрешностью не более 5 % в широком диапазоне температур. Скорость каротажа 1800 м/ч.

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

Прибор акустического каротажа АВАК-11 измеряет интервальное время прохождения волны через породу, позволяет оперировать с параметрами не только продольной волны, но и другими упругими волнами, распространяющимися в скважине. По полученным данным волнового акустического каротажа можно определить коэффициент и тип пористости пород.

5.2 Интерпретация геофизических данных

На первом этапе обработки материалов ГИС определялись исходные геофизические характеристики: относительная амплитуда ПС ($\alpha_{ПС}$), двойные разностные параметры ГК ($\Delta J_{ГК}$) и НК ($\Delta J_{НК}$), интервальное время пробега упругой волны (ΔT), удельное электрическое сопротивление пласта ($\rho_{П}$) и зоны проникновения ($\rho_{ЗП}$), диаметр зоны проникновения (D).

Для расчета относительного параметра ПС ($\alpha_{ПС}$) применялась общепринятая методика. На уровне усредненных максимальных значений ПС, соответствующих в разрезе отложениям глин, проводилась опорная «линия глин». От этой линии отсчитывалась величина аномалий ПС для всех выделенных в разрезе пластов-коллекторов. В качестве опорного пласта для проведения «линия песков» для юрских отложений выбирались чистые коллекторы большой толщины (более 4 м) в интервале пласта Ю₁³⁻⁴.

Относительный параметр $\alpha_{СП}$ рассчитывался по формуле:

$$\alpha_{СП} = \Delta U_{ПС} / \Delta U_{ПС}^{\max},$$

где $\Delta U_{ПС}$ - фактическая амплитуда, снятая с кривой ПС, исправленная за толщину пласта;

$\Delta U_{ПС}^{\max}$ - фактическая максимальная амплитуда ПС, снятая против опорного пласта, равная разности значения «линии глин» и минимального отсчета ПС в опорном пласте ($U_{ПС}^{\min}$).

Двойные разностные параметры ГК ($\Delta J_{ГК}$) и НК ($\Delta J_{НК}$) рассчитывались по формулам:

$$\Delta J_{ГК} = (J_{ГК} - J_{ГК}^{\min}) / (J_{ГК}^{\max} - J_{ГК}^{\min});$$

$$\Delta J_{НК} = (J_{НК} - J_{НК}^{\min}) / (J_{НК}^{\max} - J_{НК}^{\min}).$$

Опорный пласт глин (глинистый пласт выше баженовской свиты) выдержан по площади месторождения и наиболее устойчив по физико-литологическим свойствам, поэтому пригоден для определения величин $J_{ГК}^{\max}$, $J_{НК}^{\min}$. Минимальные значения ГК ($J_{ГК}^{\min}$) и максимальные значения НК ($J_{НК}^{\max}$) снимались против чистого неглинистого пласта.

Удельное электрическое сопротивление пласта ($\rho_{\text{п}}$) и параметры зоны проникновения ($\rho_{\text{зп}}$ и D) определяется по комплексу БКЗ, БК и ИК с использованием изорезистивной методики, реализованной в программном комплексе «ГеоПоиск». На первом этапе обработки данных электрического каротажа (БКЗ), по результатам обработки опорных пластов (непроницаемые и водонасыщенные пласты, толщиной более 8,5 м) уточнялось удельное сопротивление промывочной жидкости ($\rho_{\text{с}}$), оценивалось качество исходных показаний зондов (выявлялись систематические погрешности регистрации) и, при необходимости, корректировались показания зондов БКЗ. Показания ИК в пластах с толщиной менее 4,5 м также при необходимости корректировались согласно выявленным систематическим погрешностям.

Так как в работе используется запись ВИКИЗ, то предпочтение в определении УЭСп отдавалось именно этому методу, так как в терригенном разрезе высокочастотный индукционный каротаж является весьма эффективным при определении удельного электрического сопротивления пласта.

Основным количественным признаком, который широко используется при выделении коллекторов в терригенном разрезе, является граничное значение относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации пород ($\alpha_{\text{пс}}^{\text{ГР}}$), определенный статистическим способом с помощью построения интегральных кривых распределения. Принято следующее граничные значения параметров для пластов группы Ю: $\alpha_{\text{пс}}^{\text{ГР}} = 0,30$ (рис. 14).

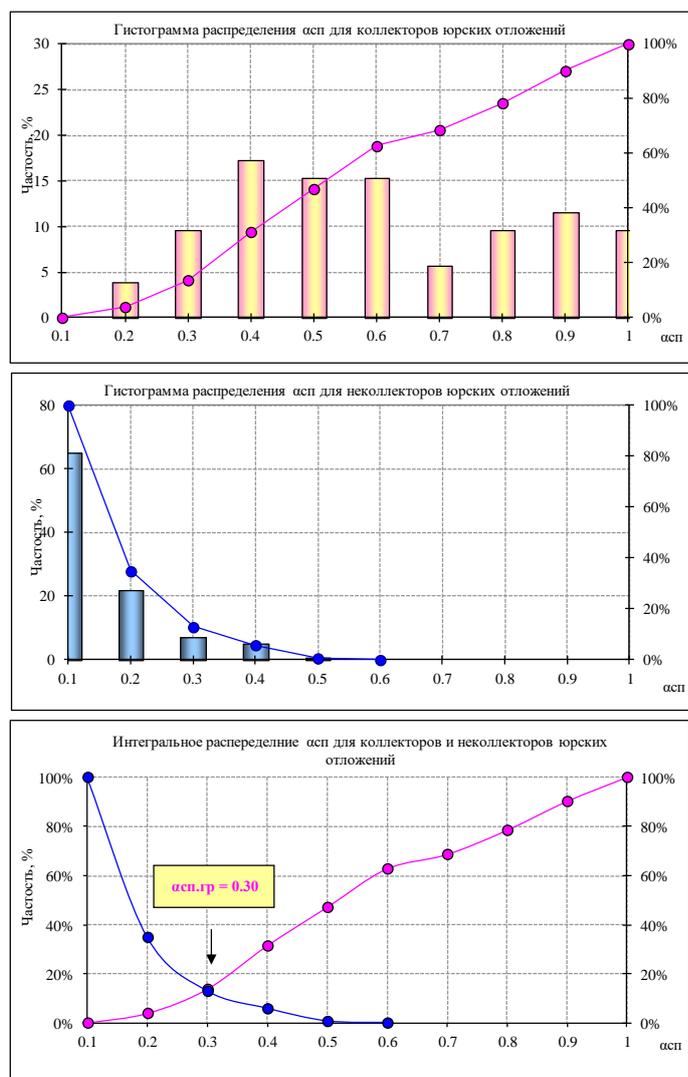


Рисунок 14 – Частотные и интегральные распределения относительной амплитуды ПС ($\alpha_{ПС}$) в интервалах коллекторов и неколлекторов, выделенных по прямым качественным признакам в продуктивных пластах юрских отложений

Определение коэффициента пористости.

Коэффициент пористости является одним из важнейших подсчетных параметров, характеризующих емкостные свойства пород. Физической основой для определения коэффициента пористости с помощью геофизических методов служит отличие физических свойств скелета от свойств флюидов, заполняющих поровое пространство.

На практике при определении коэффициента пористости K_p используются: гамма-гамма плотностной (ГГК-П), акустический (АК), нейтронный методы (НК), гамма-метод (ГК), метод потенциалов собственной поляризации (ПС).

Определение коэффициента пористости по данным ПС

Наиболее распространенным и достаточно надежным методом определения пористости в терригенном разрезе по данным ГИС является метод самопроизвольной поляризации пород.

Зависимости $K_{П}=f(\alpha_{ПС})$ строилась путем привязки керна к интервалам коллекторов. Для построения использовались скважины с высоким выносом керна (не менее 80 %) и охарактеризованностью определениями $K_{П}$ не менее 2,5 обр./м. На зависимости дополнительно были нанесены определения пористости по акустическому и гамма – гамма - плотностному методам (рис. 15)

$K_{П} = -6,9763 \cdot \alpha_{ПС}^2 + 18,423 \cdot \alpha_{ПС} + 7,1855$ – для пластов Ю₁^{1а}, Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ и Ю₂¹.

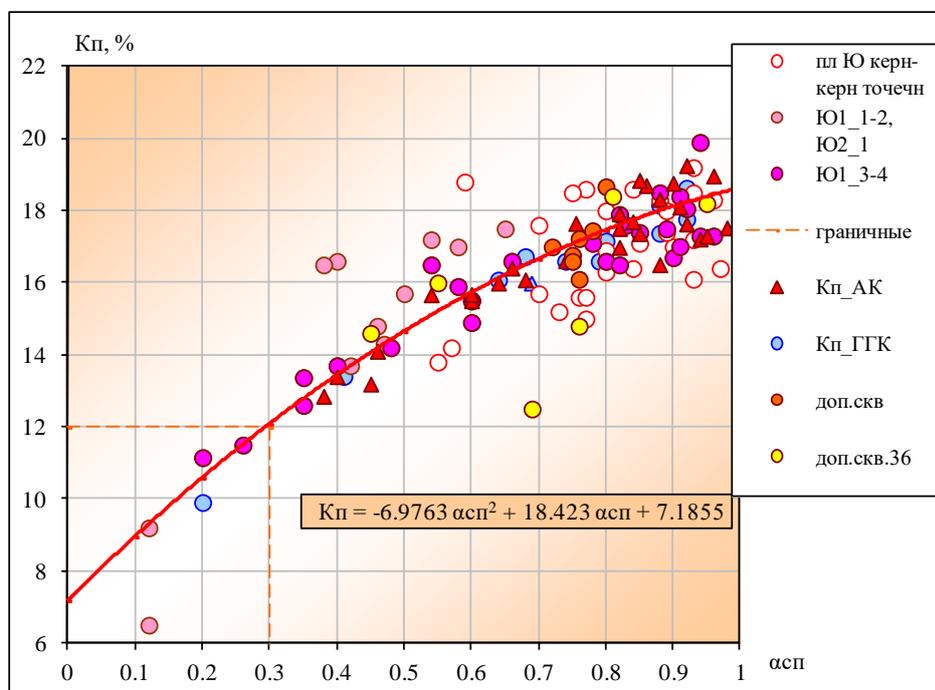


Рисунок 15 – Зависимость $K_{П}=f(\alpha_{ПС})$, пласты, пласты юрских отложений

Определение коэффициента пористости по данным плотностного каротажа

Коэффициенты пористости по гамма–гамма плотностному каротажу для коллекторов определялись по эмпирическим зависимостям, полученным на основе сопоставления данных «кern-кern» (плотность насыщенного образца и определения $K_{П}$ по керну). По продуктивным пластам Мыльджинского месторождения построены графики зависимости коэффициента пористости от

объемной плотности $K_{п}=f(\delta_{об})$ при пластовых и атмосферных условиях, которые описываются линейными уравнениями:

$$K_{п} = -39,683\sigma_{об} + 110,56 \text{ – для пластов группы Ю.}$$

В скважинах, где выполнены керновые исследования, оценка качества данных ГГКп проводилась по результатам сопоставления данных каротажа с плотностью по керну (рис. 16).

Преимуществом этого метода ГИС для оценки коэффициента пористости является отсутствие влияния глинистости. Но использовать метод ГГКп как основной для определения коэффициентов пористости при подсчете запасов на Мыльджинском месторождении не представляется возможным, т.к. данным методом охарактеризовано менее 30 % фонда скважин.

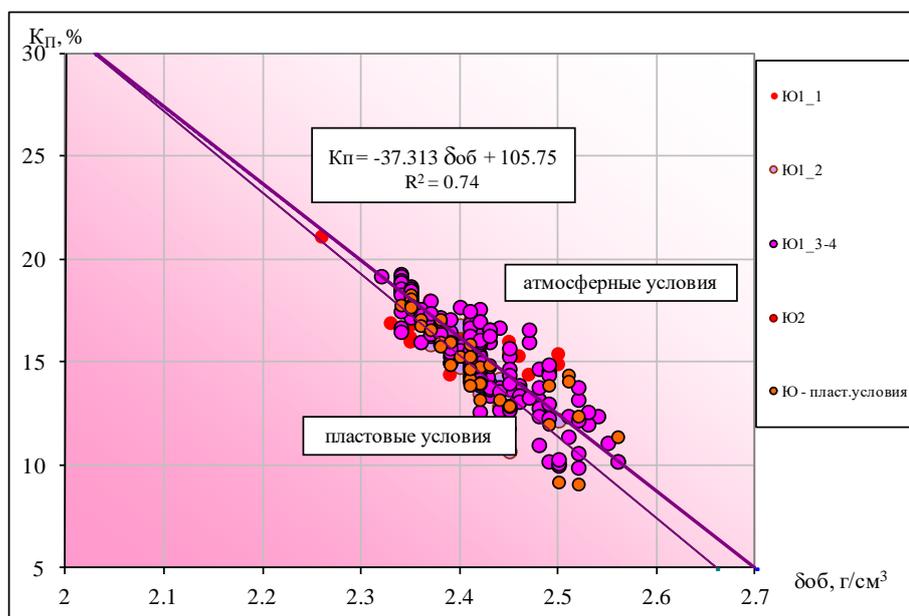


Рисунок 16 – Зависимость пористости от объемной плотности по данным исследования керна при пластовых и атмосферных условиях в продуктивных пластах юрских отложений

Определение коэффициента пористости по данным акустического каротажа

Основу способа определения коэффициента пористости по данным акустического метода составляет наличие зависимости между величиной интервального времени прохождения упругих волн и коэффициентом пористости (рис. 17).

Для оценки пористости в пластах Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴ применялось уравнение, полученное по данным исследования керна, следующего вида:

$$K_{\Pi} = 0,00765((\Delta T - 187) / 0,12(\alpha_{СП} - 0,17)^{0,7})^{0,5}$$

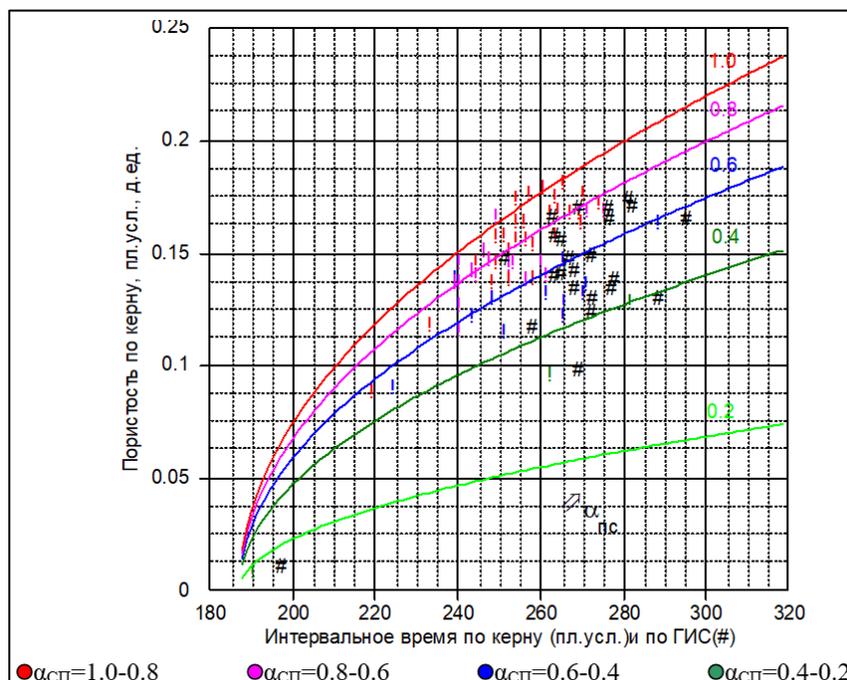


Рисунок 17 – Зависимость пористости по керну при пластовых условиях от интервального времени пробега продольной волны и относительного параметра СП ($\alpha_{СП}$) по данным керна и ГИС для пластов Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴

Определение коэффициента пористости по данным радиоактивного каротажа

Для расчета коэффициента пористости по данным нейтронного каротажа определена трехмерная зависимость «кern-кern» (рис. 18), пористости при пластовых условиях от двойного разностного параметра НК ($\Delta J_{НК}$) и $\alpha_{СП}$, которая описывается уравнениями:

$$K_{\Pi} = -0,16 * \Delta J_{НК} + 0,22 * \lg(\alpha_{пс}) + 0,270 \text{ – для пластов группы Ю.}$$

Необходимо отметить, что при определении коэффициента пористости в газонасыщенных прослоях по нейтронному методу на показания НК оказывает большое влияние газ, что приводит к занижению коэффициента пористости.

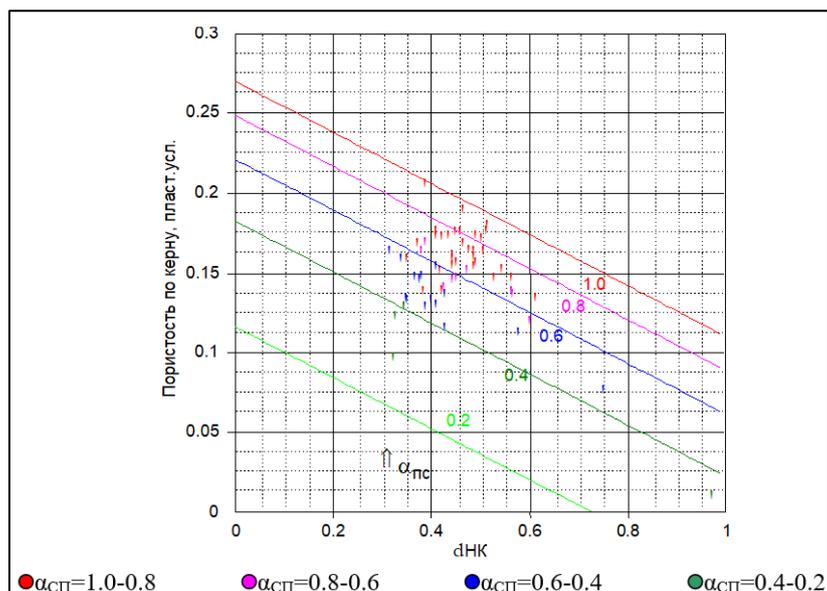


Рисунок 18 – Зависимость пористости по керну при пластовых условиях от двойного разностного параметра НК ($\Delta J_{НК}$) и относительного параметра СП ($\alpha_{СП}$) по данным ГИС для пластов Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴

Анализ методов определения коэффициента пористости по данным ГИС

При подсчете запасов углеводородов работоспособность методики интерпретации и достоверность определения $K_{П}$ по данным ГИС оценивается путем сравнения значений коэффициентов открытой пористости, определенных по результатам исследований керна и по данным ГИС, а также сходимости данного коэффициента по разным методикам. При этом за эталон достоверности принимались значения $K_{П}$, определенные по керну. Проблемным аспектом при данном виде оценки эффективности определений $K_{П}$ по данным ГИС является неравновесность выборок определений $K_{П}$ по керну и по ГИС и малый объем керновых определений (рис. 19).

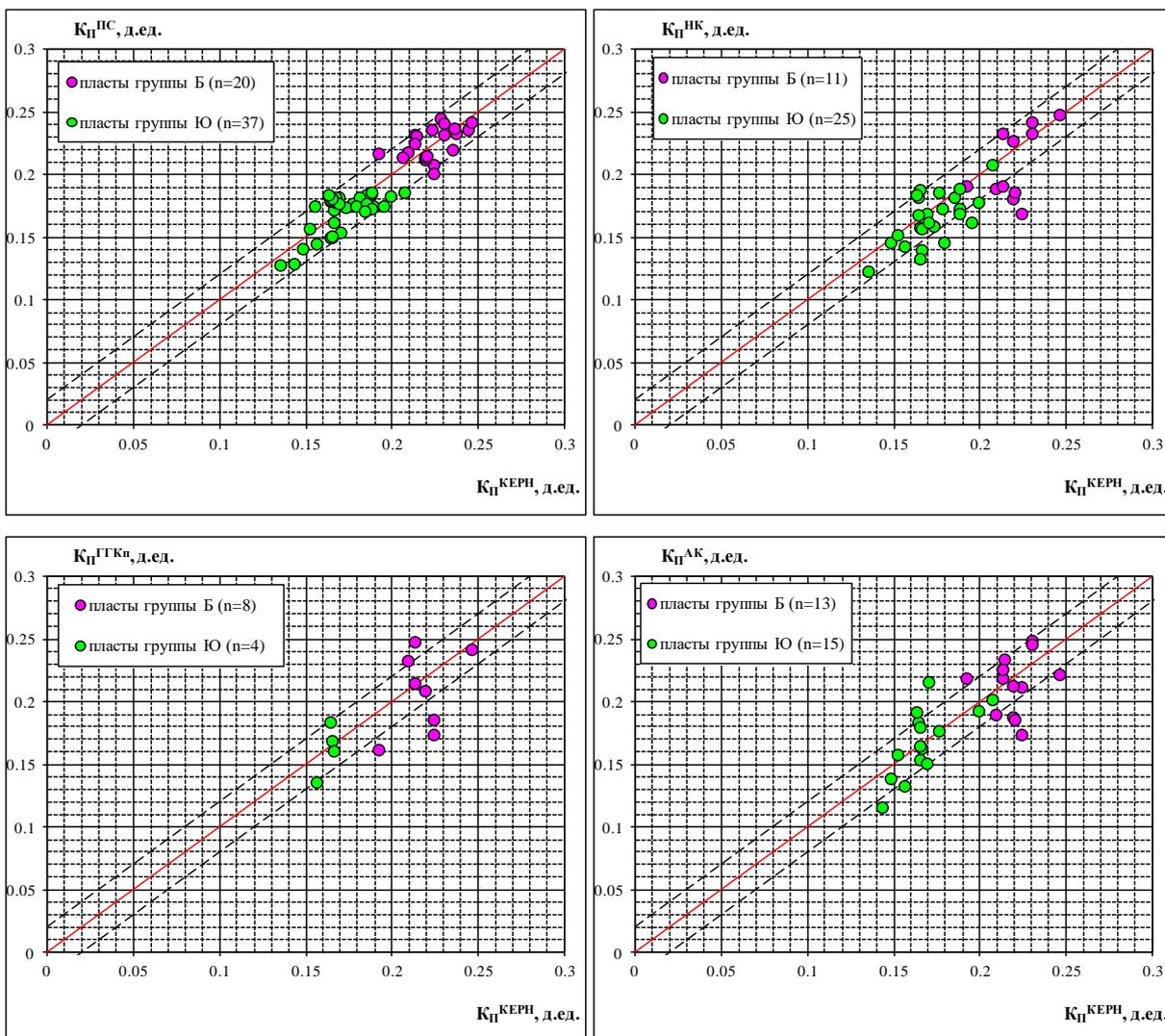


Рисунок 19 – Сопоставление коэффициентов пористости, полученных по данным керна и разным методам ГИС

Как видно из диаграмм, расхождения результатов по ГИС с керном, находятся, в основном, в допустимых пределах $\pm 2,0\%$. Лучшую сходимость поинтервальных сопоставлений величин открытой пористости, определенных по керну и ГИС показывает метод ПС.

Таким образом, в качестве подсчетного параметра продуктивных пластов Мыльджинского месторождения нужно использовать коэффициент пористости, определенный по методу потенциалов собственной поляризации.

Определение характера насыщения коллекторов

Характер насыщения устанавливается, как правило, на основании анализа данных ГИС и результатов опробования пластов. Оценка насыщения коллекторов основывается на определении в процессе интерпретации удельных

сопротивлений пластов коллекторов (ρ_{Π}) и сопоставление их с известными критическими величинами ($\rho_{\Pi}^{кр}$).

Критической величиной удельного электрического сопротивления считается такое его значение, выше которого при испытании пласта коллектора будет получен чистый продукт. С этой целью были выполнены сопоставления ρ_{Π} и K_{Π} по прослоям при испытании которого получены однофазные притоки газа, нефти или воды. Наличие точек с двухфазным насыщением объясняется испытанием объектов либо в переходной зоне, либо совместным испытанием продуктивных и водоносных объектов. В интервале пластов юрских отложений были получены как газ, нефть, так и нефть с газом (рис. 20).

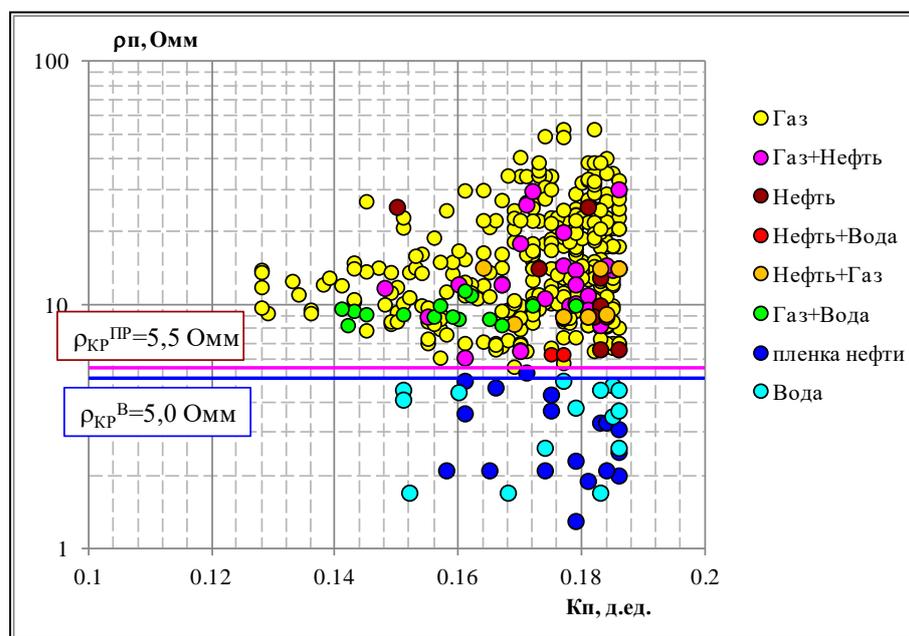


Рисунок 20 – Кроссплот УЭС (ρ_{Π}) и коэффициента пористости (K_{Π}) с детальной градацией по результатам испытаний, пласты свода Ю₁

Определение коэффициента нефте-газонасыщенности

Для определения коэффициента нефтенасыщенности использовался метод сопротивлений. Он основан на использовании зависимостей между параметром насыщения (P_H) и коэффициентом водонасыщенности (K_B), а также между параметром пористости (P_{Π}) и коэффициентом пористости (K_{Π}), получаемых по результатам исследований керна.

Для пластов юрских отложений получена единая зависимость $P_{п}=f(K_{п})$ (рис. 21), зависимости $P_{н}=f(K_{в})$ (рис. 22), получены с градацией по коэффициенту проницаемости.

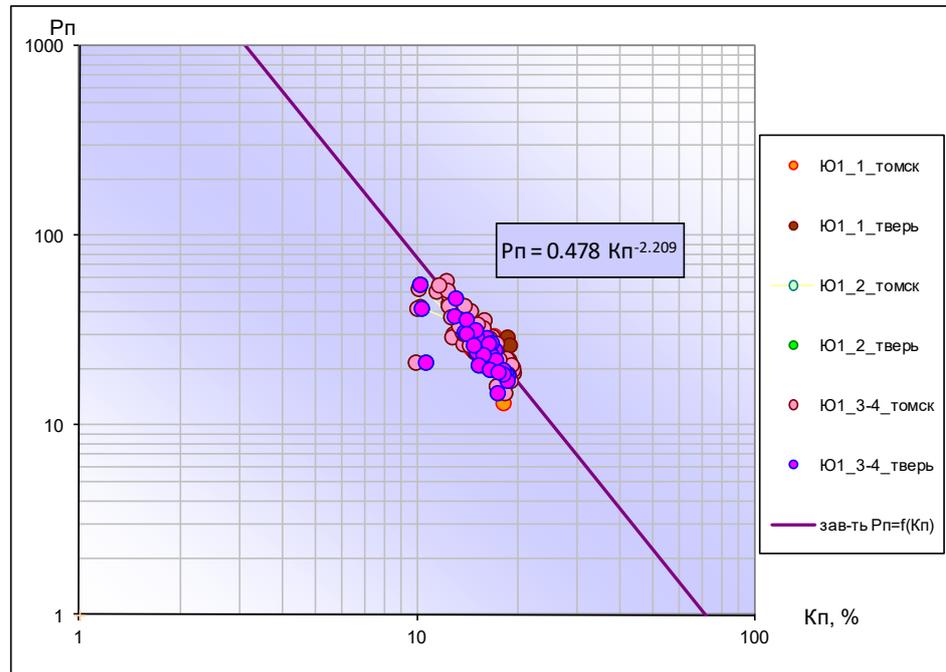


Рисунок 21 – Зависимость параметра пористости ($P_{п}$) от коэффициента пористости ($K_{п}$)

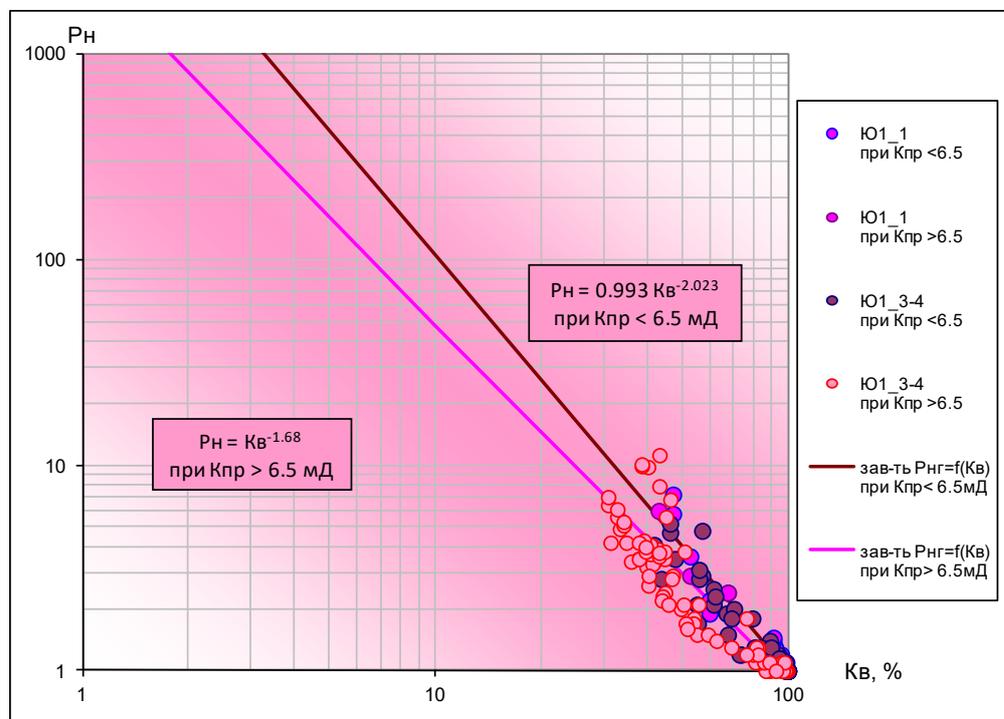


Рисунок 22 – Зависимость параметра насыщения ($P_{н}$) от коэффициента водонасыщенности ($K_{в}$)

Удельное сопротивление пластовой воды при расчете $K_{НГ}$ для продуктивных горизонтов Ю₁ и Ю₂ ρ_B принято 0,07 Ом*м.

Таким образом, расчет коэффициента нефте-газонасыщенности ведется по следующим формулам:

при $K_{ПР} < 6,5 * 10^{-3}$ мкм²

$$K_{НГ} = 1 - \left(\frac{0,478 * 0,993 * 0,07}{\rho_{П} * K_{П}^{2,209}} \right)^{\frac{1}{2,023}}$$

при $K_{ПР} \geq 6,5 * 10^{-3}$ мкм²

$$K_{НГ} = 1 - \left(\frac{0,478 * 1 * 0,07}{\rho_{П} * K_{П}^{2,209}} \right)^{\frac{1}{1,68}}$$

Определение коэффициента проницаемости

Коэффициент проницаемости не является подсчетным параметром, но несет важную информацию о характеристике продуктивных пластов, знание которой необходимо на стадиях проектирования и разработки месторождений, а также широко применяется при построении фильтрационных моделей залежей и обосновании коэффициентов вытеснения нефти.

Указанный параметр определяется через статистическую зависимость от коэффициента пористости ($K_{ПР} = f(K_{П})$) (рис. 23, 24).

Для юрских отложений использованы зависимости, полученные на собственном керновом материале.

$$K_{ПР} = 0,001 e^{(51,91 * K_{П})} - \text{для пластов Ю}_1^{1-2}$$

$$K_{ПР} = 0,0002 e^{(66,78 * K_{П})} - \text{для пластов Ю}_1^{3-4}, \text{ Ю}_2^1$$

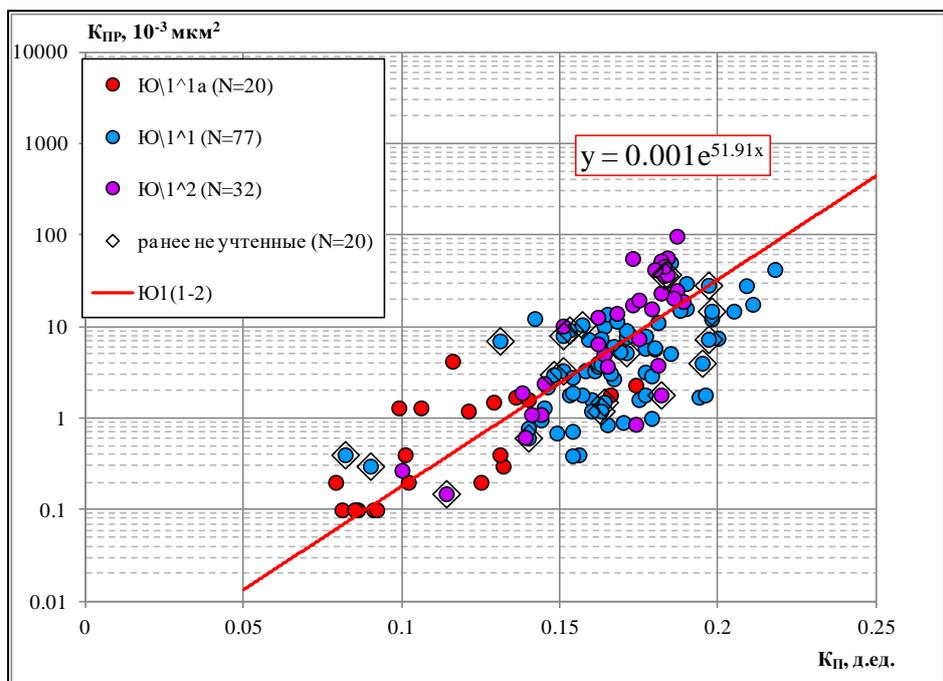


Рисунок 23 – Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от коэффициента пористости ($K_{п}$), пласты Ю_1^1 - Ю_1^2

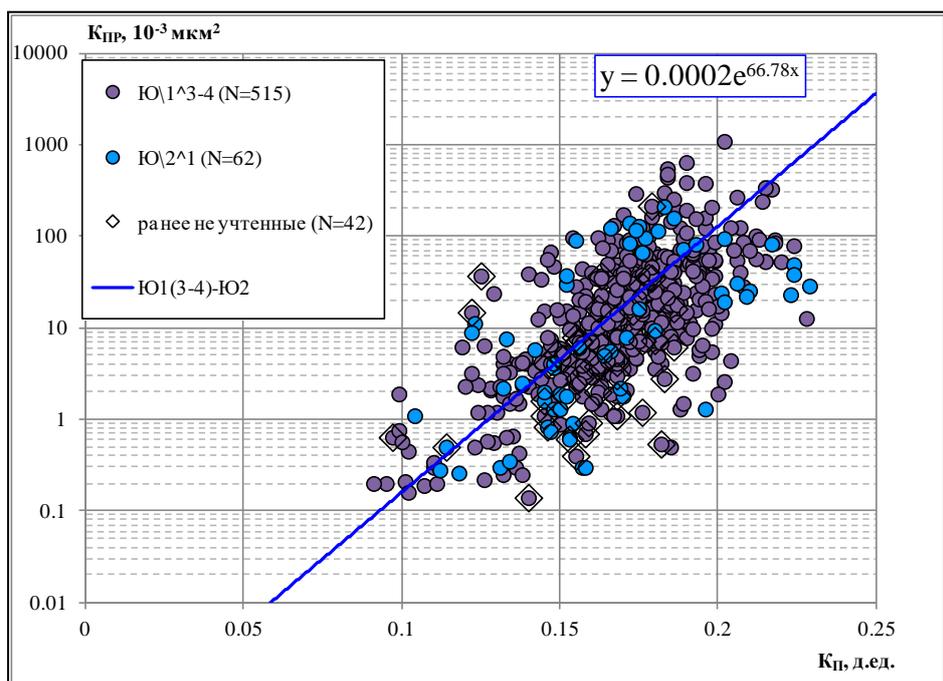


Рисунок 24 – Зависимость коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) от коэффициента пористости ($K_{п}$), пласты пласты Ю_1^{3-4} - Ю_2^1

Алгоритмы интерпретации материалов ГИС продуктивных пластов

Мыльджинского месторождения

В таблице 6 приведены алгоритмы интерпретации материалов ГИС продуктивных пластов Мыльджинского месторождения. [1]

Таблица 6 – Интерпретация коллекторов Мыльджинского месторождения

Граничное значение коэффициента пористости, %	
Пласты юрских отложений	11,7
Определение коэффициента пористости, д.ед.	
По данным ПС	
Пласты юрских отложений	$K_{\Pi}^{ПС}=0,01*(-6,9763*\alpha_{ПС}^2+18,423*\alpha_{ПС}+7,1855)$
По данным ГГКп	
Пласты юрских отложений	$K_{\Pi}^{ГГКп}=0,01*(-39,683*\delta_{\Pi}+110,56)$
По данным АК	
Пласты юрских отложений	$K_{\Pi}^{АК}=0,00765((\Delta T-187) / 0,12(\alpha_{ПС}-0,17)^{0,7})^{0,5}$
По данным НК	
Пласты юрских отложений	$K_{\Pi}^{НК}=-0,16*\Delta J_{НК}+0,22*lg(\alpha_{ПС})+0,270$
Определение характера насыщения: границы ρ_{Π}, Омм	
Пласты юрских отложений безводного продукта чистой воды	$\rho_{\Pi}^{КР1}=5,5$ $\rho_{\Pi}^{КР2}=5,0$
Удельное сопротивление пластовой воды, Омм	
Пласты юрских отложений	0,07
Коэффициент нефте-газонасыщенности, д.ед	
Пласты юрских отложений	$R_{\Pi}=0,478/K_{\Pi}^{2,209}$ $R_{Н}=0,993*K_{В}^{-2,023}$ при $K_{ПР}<6,5$ $R_{Н}=K_{В}^{-1,68}$ при $K_{ПР}\geq 6,5$
Учет остаточной нефтенасыщенности в газовой части, %	
Пласты Б ₁₆₋₂₀ ¹ , Б ₁₆₋₂₀ ² , юрские отложения	-1,7
Коэффициент проницаемости, 10⁻³ мкм²	
Пласты Ю ₁ ^{1а} , Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ²	$K_{ПР}=0,001e^{(51,91*K_{ПР})}$, ($K_{П}$ в д.ед.)
Пласты Ю ₁ ³⁻⁴ , Ю ₂ ¹	$K_{ПР}=0,0002e^{(66,78*K_{ПР})}$, ($K_{П}$ в д.ед.)

6. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Проблема нарушения герметичности была актуальной на протяжении десятилетий и остается таковой по сей день. Огромное количество научных трудов освещают этот вопрос, но сузить широкий спектр причин негерметичности все еще не удалось.

Эксплуатационная колонна подвергается воздействию множества факторов, поэтому точную причину нарушения герметичности для каждого отдельного случая установить очень сложно. Тем не менее, при изучении данного вопроса выделяют следующие основные проблемы: некачественное цементирование во время строительства скважины, наверно подобранная марка стали эксплуатационной колонны ЭК, плохое закрепление резьбовых соединений, разгерметизация в муфтовых соединениях, наличие интервалов интенсивного набора кривизны, неправильно подобранные трубы, использование агрессивных реагентов при интенсификации добычи нефти и высокоминерализованных вод при заводнении, коррозионное разрушение металла, а также высокие значения давления закачки в нагнетательных скважинах.

6.1 Определение источника обводнения с помощью промыслово-геофизических исследований скважины

Мероприятия, направленные на ограничение водопритока, позволяют долго поддерживать достигнутый нефтедобывающими предприятиями объем добычи нефти, но для более эффективного применения технологий снижения водопритока необходимо в каждом случае точно определить источник обводнения продукции скважин. Один из механизмов притока пластовой воды в добывающие скважины состоит в ее прорыве из выше- или нижележащих по отношению к перфорированному интервалу водоносных пластов через место нарушения герметичности эксплуатационной колонны.

На данном этапе производится определение источника обводнения и его характеристики. от полученной информации зависит выбор технологии ремонтно-изоляционных работ РИР и, соответственно, успешность и эффективность ремонта.

В зависимости от предполагаемой проблемы используется один или несколько наиболее распространенных методов промыслово-геофизических исследований. Рассмотрим наиболее популярные способы.

Термометрия

Использование термометрии для решения различных промыслово-геофизических задач основано на регистрации естественных и искусственных температурных полей.

Температурное поле создается не только флюидом, движущимся по стволу скважины, но и стенками скважины, цементным кольцом, а также горными породами, слагающими пласт. В итоге регистрируется суммарная интегральная информация о нескольких радиально направленных температурных полях.

Как правило, тепловые поля разделяются на естественные и искусственные. Естественное температурное поле существует до тех пор, пока не начато бурение, так как при вскрытии пласта происходит механическое воздействие на горные породы, промывка буровым раствором, спуск колонн и цементирование, вследствие этого поле становится искусственным.

Метод термометрии позволяет определить места нарушения герметичности, так как напротив негерметичного участка отмечается дроссельная аномалия либо аномалия калориметрического смешивания. При этом все вскрытые перфорацией интервалы заранее известны, то есть новые выявленные отклонения от геотермы напрямую свидетельствуют о наличии водопритоков с других пластов [9].

Расходомерия механическая

Метод является широкодоступным и часто используемым. Он позволяет:

- определить скорость потока жидкости в скважине;

- оценить величину расхода жидкости в скважине;
- обнаружить места нарушения герметичности колонн, то есть оценить гидроизоляционные свойства конструкции скважины.

Для решения этих задач в скважину спускается комплексный прибор, в состав которого входит модуль механического расходомера.

Чувствительным элементом является многолопостная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируемый электрический сигнал.

За счет того, что скорость вращения многолопастной турбинки зависит не только от скорости потока флюида, но и от быстроты движения прибора, для точных измерений необходимо проводить несколько спускоподъемных операций (СПО), регистрируя сигналы на протяжении всего процесса. Важно, чтобы скорости спуска и подъема оборудования каждый раз были разными, но не менялись в течение одной СПО. Это позволит получить максимально корректные результаты, зависящие только от течения флюида.

Расходомерия термокондуктивная

Другой способ расходомерии основан на регистрации изменений температуры и сопротивления. В основном данный метод позволяет решать те же самые задачи, что и механическая расходомерия. Используемый прибор называется термоанемометр (термокондуктивный анеометр).

Принцип работы термокондуктивных расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока флюида. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды (обычно на 20-40°C). Резистор-датчик включен в мостовую схему, с помощью которой наблюдается изменение его сопротивления при постоянной величине нагревающего тока. По величине этого изменения можно судить о температуре датчика и скорости потока.

Для среды с неоднородным распределением теплофизических характеристик (например, в обводненных нефтяных скважинах) показатели притока пласта определяются только на качественном уровне [10].

Влагометрия

С помощью этого метода определяют содержание воды в скважинной жидкости, а также выделяют интервалы поступления воды.

Применяются влагомеры, принцип действия которых основан на измерении диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси специальным генератором, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Материалы и теоретические расчеты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. [11]

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что делает качественную оценку компонентного состава смеси невозможной. Тем не менее, места водопритока через места нарушения герметичности определять реально.

Шумометрия акустическая

При фильтрации жидкости или газов через пористые среды происходит генерация звуковых колебаний (гидродинамическое звукообразование). [12] Соответственно, шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды. Обычно она применяется для выделения:

- интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами (то есть через перфорационные отверстия либо через места нарушения герметичности);
- интервалов заколонных перетоков газа;
- выявления типов флюидов, поступающих из пласта.

Источниками гидродинамического звука (шума) являются неоднородности потоков жидкости в скважине и пласте, возникающие из-за турбулизации потока жидкости при взаимодействии с поверхностью твердого

тела или препятствиями, а также при фильтрационном режиме течения жидкости.

Резистивиметрия

Известно, что вещества проводят ток в разной степени, так как обладают таким свойством, как сопротивление, то есть способностью вещества препятствовать движению электрического тока. Это физическое явление, возникающее в горных породах, флюидах и буровых растворах, важно при оценке продуктивности пласта, поскольку оно позволяет различать свиты, заполненные соленой водой (являющиеся хорошими проводниками электричества), и продуктивные горизонты, заполненные углеводородами (плохими проводниками электричества). Помимо этого, по резкому изменению сопротивления можно обнаружить места нарушения герметичности ЭК, через которые в скважину поступает вода.

При проведении резистивиметрии через питающие электроды, один из которых расположен на поверхности, другой — в скважине, пропускается ток (I), а между измерительными электродами, расположенными в скважине, измеряется разность потенциалов (ΔU). Для определения используется скважинный резистивиметр, представляющий собой 3-электродный каротажный градиент-зонд. Иногда измерения проводятся на поверхности лабораторным резистивиметром, измеряющим удельное электрическое сопротивление проб жидкости, отобранных из скважины.

Гамма-гамма плотнометрия

Одним из свойств, которое может быть использовано для изучения характера и состава жидкости в скважине, является плотность, по величине которой можно с большой точностью судить о соотношении отдельных ее компонент жидкости (нефти, воды) в скважине. Для этого использую глубинные гамма-плотнометры (ГПП).

Разработанная аппаратура гамма-плотнометра ГПП обеспечивает определение плотности жидкости в стволе действующих скважин с точностью до 0.01 г/см^3 . Так, в зоне нарушения герметичности ЭК может наблюдаться

резкое отклонение плотности от ранее замеренных величин в связи с водопритоком.

Для определения мест негерметичности колонны данный метод эффективен либо в высокодебитных скважинах, либо в комплексе с другими исследованиями.

Метод радиоактивных индикаторов (изотопы)

Сущность этого метода заключается в том, что в скважину закачивают жидкость, содержащую радиоактивные изотопы, а затем измеряют созданную таким образом искусственную радиоактивность пород. Сравнивая кривые гамма-метода до и после введения изотопа в скважину, решают те или иные геологические и технические задачи. Это позволяет определить, какие интервалы пласта в скважине принимают воду и какие не принимают, а также выявить места нарушений герметичности ОК, через которые шел отток воды.

Акустический контроль качества цементирования скважин (АКЦ)

Контроль качества цементирования скважин проводится с целью получения сведений о герметичности затрубного пространства по всему зацементированному интервалу. Основная задача заключается в том, чтобы установить наличие или отсутствие каналов межпластового сообщения в цементном камне и в зонах его контакта с породой и обсадной колонной до перфорации продуктивных объектов.

Акустические методы исследования скважин основаны на изучении полей упругих колебаний (упругих волн) в звуковом и ультразвуковом диапазонах частот. Акустические методы можно подразделить на пассивные и активные.

Пассивными методами изучают колебания, создаваемые различными естественными причинами, но основное применение получили активные методы (методы искусственных акустических полей), в которых изучают распространение волн от излучателя, расположенного в скважинном приборе. Существует две основные модификации метода [13]:

а) модификация, основанная на изучении времени прихода (скорости распространения) волн и называемая акустическим методом по скорости волн;

б) модификация, основанная на изучении амплитуды колебаний и называемая акустическим методом по затуханию волн.

Метод АКЦ основан на возбуждении импульса упругих колебаний и регистрации волн, прошедших через жидкость, колонну, цемент и горные породы, на заданном расстоянии от излучателя в одной или нескольких точках на оси скважины. Возбуждение и регистрация упругих волн при АКЦ осуществляется с помощью электроакустических преобразователей.

Гамма-гамма контроль цементирования скважин (ГГКЦ)

Гамма-гамма цементометрия является модификацией метода гамма-гамма каротажа и служит для определения качества цементирования обсадных колонн (высоты подъема цемента и его плотности, оценки эксцентриситета колонны) и контроля технического состояния колонн (измерение толщины стенки колонн, определение местоположения муфт, фонарей и дефектов).

В ходе данного метода регистрируют интенсивность рассеянного гамма-излучения с помощью зонда, содержащего импульсный источник среднеэнергетического гамма-излучения и детектор рассеянного гамма-излучения. Результаты съемки представляются в виде аналоговых диаграмм плотности и толщины, соответствующих восьми детекторам большого зонда и четырем детекторам малого зонда, а также в виде разверток обсадной колонны и заколонного кольцевого пространства, на которых в виде цветовой индикации выделяют дефекты в цементном кольце и колонне [14].

Шестикомпонентный анализ воды

Этот способ является лишь индикатором, то есть он сигнализирует о том, что в каком-то месте колонны произошло нарушение герметичности и в скважину поступает вода с другого, ранее не вскрытого горизонта. Метод применяется для определения состава воды, полученной из скважины. Анализ основан на определении шести основных ионов: Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ . Помимо этого, находят рН, общую минерализацию воды, жесткость,

плотность, содержания сухого остатка, нефтепродуктов, железа и механических примесей. На основе полученных данных делают сравнительный анализ с уже имеющимися результатами и делают вывод о прорыве воды в скважину с водоносных пластов.

Таким образом, существует множество способов и исследований, которые позволяют определить наличие негерметичного участка в эксплуатационной колонне, а также установить его расположение. Обычно применяются сразу несколько методов одновременно, чтоб повысить точность исследований и минимизировать финансовые затраты. Этот шаг является крайне необходимым для восстановления герметичности и повышения эффективности нефтедобычи.

6.2 Обзор технологических операций для восстановления герметичности эксплуатационной колонны

Среди существующих способов РИР по восстановлению герметичности ЭК в наибольшем количестве представлены методы закачки тампонажных растворов. Выбор того или иного состава зависит от различных факторов: характера нарушения ЭК, протяженности дефектов, приемистости в данном интервале, температурных условий и так далее.

Тампонирующее является самым распространенным и часто используемым методом, в связи с чем существует огромное множество растворов с различными составами. Практика демонстрирует, что основными при восстановлении герметичности ЭК, являются: цементные растворы, смолы, полимеры и их производные, в том числе смеси друг с другом.

Цементный мост

Цементным мостом называется непроницаемая перемычка для нефти, газа и воды, расположенная внутри скважины. Высота может составлять несколько десятков метров, что является достаточным для надежного разобщения пространства.

В целях устранения негерметичности ЭК цементные мосты могут быть использованы для изоляции зон поглощения или проявления, а также для перехода на вышележащие горизонты.

Существуют следующие способы установки мостов в скважине:

- закачка тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравнивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (балансовый способ);
- закачка раствора с применением двух разделительных пробок;
- закачка раствора в интервал установки моста под давлением;
- с использованием разделительного пакера;
- с использованием цементирующей желонки.

Рассмотрим балансовый способ. При установке цементных мостов в непоглощающих скважинах, прежде всего их промывают в течении 1,5-2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости в НКТ и в затрубном пространстве. Приготовленный объем цементного раствора закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают. Затем НКТ поднимают на 20-30 м и ожидают затвердевание цемента. По истечении времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста - опрессовкой.

Перед установкой цементных мостов в поглощающих скважинах (приемистость более $7 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$) необходимо использовать измельченные, закупоривающие материалы с размерами частиц 5-10 мм (древесные опилки, волокно и т.д.) для ограничения поглощения. Закачивание закупоривающего материала продолжают до восстановления полной циркуляции. После этого сразу устанавливают цементный мост.

6.3 Обзор технических средств для восстановления герметичности эксплуатационной колонны

При обнаружении места нарушения герметичности ЭК необходимо подобрать метод, с помощью которого целесообразно проводить ремонт скважины. На данный момент существует несколько технологий по устранению негерметичности колонны с применением технических устройств и тампонажных материалов. Выбор конкретного метода зависит от ряда факторов, среди которых важную роль играют геологические и гидродинамические условия. Далее будут рассмотрены существующие технологии.

Установка пакера

Наиболее простым и дешевым способом ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) считается применение одно- или двухпакерных компоновок. Это позволяет «отрезать» интервал с дефектом колонны, через который в скважину поступает вода.

По конструкции пакеры бывают механическими и гидравлическими.

Выбор того или иного типа оборудования зависит от условий его применения.

Так, механические пакеры используются преимущественно в вертикальных скважинах, поскольку посадка происходит под воздействием осевых нагрузок, которые главным образом определяются весом бурильных или насосно-компрессорных труб. Из данной особенности вытекает ограничение по минимальной глубине, на которую можно спускать пакер для его установки, так как если веса труб не хватит для полного раскрытия уплотнителя, то в дальнейшем потребуется проводить дополнительные операции.

Посадка гидравлического пакера происходит путем подачи давления в колонну НКТ. Для его снятия необходимо произвести натяжение колонн. Благодаря этой особенности гидравлические пакеры нашли широкое применение в горизонтальных и наклонных участках ствола скважины, причем без ограничения по глубине.

При наличии интервала негерметичности над перфорационными отверстиями колонны в случае эксплуатации скважины УЭЦН применяют однопакерную компоновку. В случае эксплуатации скважин УШГН и наличии негерметичности ЭК выше продуктивного интервала возможно применение как одно-, так и двухпакерных компоновок (рисунок 11).



Рисунок 25 – Двухпакерная компоновка

Такой способ позволяет произвести натяжение колонны НКТ, снизив эксплуатационные затраты, и увеличить наработку подземного оборудования, а также применить технологию уменьшения обводненности продукции [15].

Применение металлического пластыря

Металлическим пластырем называется продольно-гофрированная стальная труба, наружная поверхность которой покрыта специальным герметиком, а внутренняя – антифрикционной смазкой для снижения осевых усилий расширения. Чтобы осуществить ремонт с помощью металлического пластыря, необходимо выполнить ряд операций.

Сначала проводится шаблонирование, то есть контроль проходного диаметра в колонне. Следующим этапом необходимо очистить внутреннюю поверхность колонны от цементной корки, продуктов коррозии и других загрязнений, так как это сильно влияет на процесс восстановления герметичности. Для этих целей используют гидромеханические скребки. Затем с помощью измерительного устройства вычисляют периметр внутренней поверхности колонны на дефектном участке, чтобы подобрать размер пластыря. Далее пластырь в сборке со специальным устройством («Дорн») спускают в интервал нарушения, жидкостью создают давление в «Дорне», и он, двигаясь вверх, расширяет и разглаживает пластырь. Данную операцию проводят не менее трех раз до полного выпрямления и прилегания металлического пластыря к стенкам колонны. Для проверки успешности выполненных работ проводят опрессовку избыточным давлением. Если установка прошла неудачно, пластырь разрезают специальным инструментом и извлекают на поверхность.

Метод восстановления герметичности ЭК установкой пластыря широко используется при РИР для устранения таких дефектов, как трещины, коррозионный и механический износ, негерметичность муфтовых соединений и стыковочных устройств.

Использование колонны-«летучки»

Колонной-«летучкой» является стальная труба круглого сечения, которая спускается в ЭК, устанавливается напротив интервала негерметичности, а затем цементируется. Длина такой колонны должна быть больше длины интервала с дефектами на 20-30 метров.

Технология спуска следующая. После установки песчаной или глинопесчаной пробки на 15-20 метров ниже дефектного интервала и шаблонирования колонны спускают «летучку» на бурильных трубах или НКТ и цементируют ее. Затем закачивают расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости и после этого способом обратной промывки вымывают излишний цементный раствор через шариковый клапан переводника. Близкое расположение каналов к воронке обеспечивает удаление цементного раствора из

пространства выше воронки, благодаря чему исключается прихват цемента переводника и бурильных труб.

После затвердения цемента отвинчивают колонну бурильных труб, извлекают ее из скважины, определяют высоту подъема цемента за «летучкой» и испытывают ее на герметичность. Затем разбуривают цементную пробку, промывают скважину для удаления пробки, перекрывающей отверстия фильтра. На этом ремонт заканчивается. Конечный вид установленной колонны-«летучки» приведен на рисунке 15.

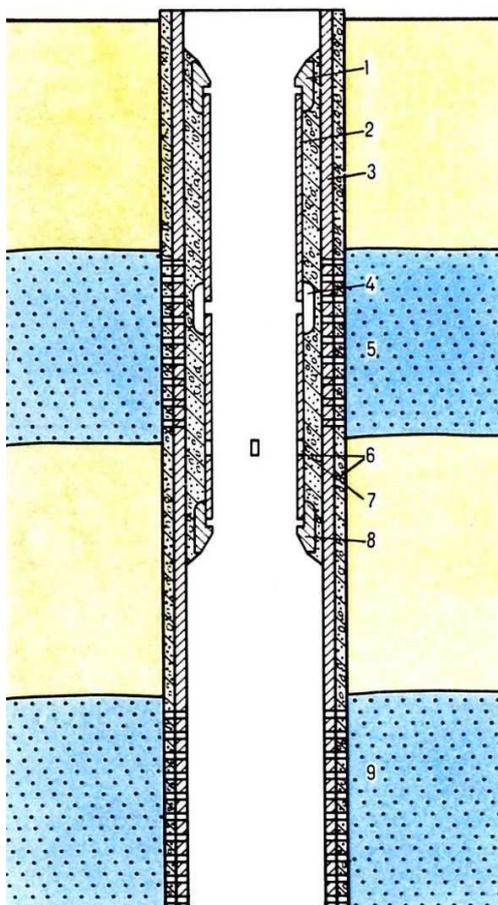


Рисунок 26 – Схема установленной колонны-«летучки»: 1– воронка; 2 – колонна-«летучка»; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – муфта-центратор; 5 – интервал водопритока; 6 – цементный камень; 7 – промывочные отверстия; 8 – башмак с фаской; 9 – эксплуатируемый объект.

Преимущество использования «летучки» заключается в том, что за одну СПО можно отремонтировать достаточно протяженный участок. Но, как и

пластырь, дополнительная колонна сужает диаметр ЭК. Помимо этого, после тампонирования извлечь «летучку» крайне сложно.

В последнее время широкое применение находят колонны-«летучки» из стеклопластика. Как показывает промышленный опыт, такое исполнение трубы более эффективно в условиях воздействия агрессивной коррозионной среды, в отличие от стального исполнения. Кроме того, стеклопластик легко разбуривается, что является еще одним преимуществом.

Применение металлического моста

Технология по установке металлического моста применяется при переходе на вышележащий горизонт. Последовательность действий похожа на установку пластыря.

Корпус металлического моста состоит из продольно-гофрированного и цилиндрического участка, а также сферической донной части, которая приварена к цилиндрическому участку.

В скважину напротив интервала с дефектами спускается гофрированная труба, снаружи покрытая герметизирующим составом, вместе с оборудованием, используемым при установке металлического пластыря. Точно так же разглаживается и крепится к стенке скважины. При необходимости внутреннюю полость моста можно заполнить тампонажным составом, что повысит прочность данной конструкции.

Сочетание продольно-гофрированной, цилиндрической и сферической частей позволяет не только восстановить герметичность на участке ЭК, но и перекрыть центральный канал скважины.

Конструкция менее металлоемкая, в отличие от пакеров, но при этом ее долговечность и надежность значительно выше. Процесс опрессовки осуществляется за одну СПО, что также является преимуществом. По сравнению с классическими цементными мостами, металлическое исполнение отмечается большей эффективностью.

Проблема нарушения герметичности эксплуатационных колонн является важной и актуальной ввиду того, что многие месторождения находятся на

последних стадиях разработки и эксплуатируются на изношенном оборудовании. Вывод скважин из действующего фонда по причине высокой обводненности продукции сказывается на технологических и, как следствие, на экономических показателях. Рост обводненности продукции значительно увеличивает затраты на добычу, транспортировку и очистку воды, а также снижает темпы и объемы извлечения нефти.

В данной работе были освещены методы установления водопритока и проведен анализ существующих технологий и технических средств. Применяемые способы восстановления герметичности не всегда достигают высоких значений эффективности. Это связано со сложными геологофизическими условиями, поскольку с существующими технологиями весьма непросто выделить все дефектные интервалы, подобрать правильный тампонажный состав или технологию. Тем не менее, результаты проведения ремонтных работ по ЛНЭК чаще всего оправдывают затраченные средства и повышают показатели добычи нефти.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Подсчёт средств для разработки и эксплуатации объекта является одним из важнейших условий при поиске финансовой помощи для проведения исследования и лицензирование результатов. Этот жизненный этап производства необходим для разработчиков, которые в последующем должны представить в итоговой форме востребованность на рынке, реализуемый бюджет, состояние и перспективы проводимых исследований.

Целью данного раздела является расчет финансовой стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины.

Задачами расчета финансовой стоимости с целью выполнения геологических исследований является:

- 1 – Определить виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту;
- 2 – Спланировать временные затраты;
- 3 – Выполнение отдельных видов работ всего комплекса (параллельное или последовательное).

7.1 Технический план, объём проектируемых работ

Так как проведение работ будет осуществляться вахтовым методом, воспользуемся следующими нормативными документами: «Методические указания по расчету норм и расценок на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (МУ ГИС – 98), «Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» («ЕРР – Газпром»), Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49).

Для обслуживания одной скважины был составлен необходимый комплекс оборудования, аппаратуры и программного обеспечения (ПО) (Таблица 7).

Таблица 7 – Оборудование и аппаратура по обслуживанию

Оборудование:		Кол-во, шт
Каротажный самоходный подъемник ПКС-3,5М на базе Урал – 4320		1
Каротажная станция семейства КЕДР-02		1
Ноутбук		1
Жёсткий диск (карта памяти или CD-диск)		1
Спутниковый телефон		1
Аппаратура:		
Электрический каротаж (ПС, Резистивиметрия, БК, БКЗ, ИК) Инклинометрия ГК	К1А-723-МИН+ГК	1
Кавернометрия	СКПД	1
ВИКИЗ	ВИКИЗ	1
Радиоактивный каротаж ННК-т, ГК	РК5–76	1
Радиоактивный каротаж ГГК-П	МАРК-1	1
Акустический каротаж	АВАК-11	1
Контрольно-интерпретационные работы (ПО):		
Techlog		1

Виды и объёмы проектируемых работ по проекту (для одной скважины) представлены в таблице 8 и определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин (2870 м), расстоянием от базы до места исследований.

Таблица 8 – Виды проектируемых работ по проекту (для одной скважины)

№	Наименование исследования	Масштаб записи	Интервал записи	
			Кровля	Подошва
1	ПС, Резистивиметрия, БК, БКЗ, ИК, Инклинометрия, ГК, ННК-т, Кавернометрия.	1:500	10	2700
2	ПС, Резистивиметрия, БК, БКЗ, ИК, Инклинометрия, ГК, ННК-т, Кавернометрия, ВИКИЗ, ГГК-П, АК.	1:200	2700	2900
3	Контрольно-интерпретационные работы			2900

Проектируемые работы помимо комплекса ГИС определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спускоподъемных операций (СПО) с производением записи, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, в размере 100 % от стоимости полевых

работ. Получаем, что расстояние от базы до места проведения работ составит 50 км; средняя скорость автомобиля – 40 км/ч; СПО – 2870 м.

7.2 Расчет затрат времени и труда

Расчёт затрат времени и труда (Табл. 9–11) проводим для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине. Также необходимо учесть 12-ти часовое дежурство геофизической партии на скважине; подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе и на скважине, в состав работы которых входит: запись диаграмм, точечные измерения, отбор образцов, ПВР, испытание пластов, спуск-подъем скважинного прибора без замеров и т. д., а также вспомогательные работы при исследовании скважин, технологические перерывы до 48 ч.

Затраты времени и труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной бурящейся скважине вахтовым методом, представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчёт времени и труда (сметное содержание партии по обслуживанию бурящихся и действующих скважин)

Наименование элементов затрат	Ед. измер.	Комплексная работа по обслуживанию бурящихся скважин	Проектное время бурения одной скважины (30 сут)
Номера времени	мин.	480	14 400 мин
Затраты труда			
Рабочие	чел-час	57,60	1728 чел-час
ИТР	чел-час	38,40	1152 чел-час

Затраты времени на геофизические работы на скважине занимают 4613,66 минут или 76,89 часа (таблица 10)

Таблица 10 – Расчёт затрат времени

Виды работ	Объем		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
Резистивиметрия	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при резистивиметрии	Опер	1	39	мин/опер	39
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	1,4	мин/100м	1,456
Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	17	мин/опер	17

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	39	мин/опер	39
Радиоактивный каротаж и ННК-т,	м	5780	30	мин/100м	1734
Вспомогательные работы при РК	Опер	2	39	мин/опер	78
Радиоактивный каротаж ГГКП	м	200	50	мин/100м	100
Вспом. работы при ГГКП	Опер	1	57,5	мин/опер	57,5
Боковой каротаж (БК)	м	2890	3,3	мин/100м	95,37
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	39	мин/опер	39
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	3	мин/100м	86,7
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
ВИКИЗ	м	200	3	мин/100м	6
Вспомогательные работы приВИКИЗ	Опер	1	39	мин/опер	39
Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	4,1	мин/100м	118,5
Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	2890	3,7	мин/100м	106,9
Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	45	мин/опер	45
Акустический каротаж	м	200	7,2	мин/100м	14,4
Вспомогательные работы при акустическом каротаже	Опер	1	50	мин/опер	50
ПЗР	Опер	1	112	мин/опер	112
Тех дежурство	Парт/ч	12	60	чел час/парт-ч	720
Проезд	км	50	1,9	чел.час/ км	95
Сумма на запись диаграмм, мин:					3268,72
Всего, мин:					3845,22

Расчёт затрат труда проведен для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 11).

Таблица 11 – Расчёт затрат труда

Виды работ	Объем		Рабочие			ИТР		
	Ед. Изм.	Кол- во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час.
Резистивиметрия	м	2890	0,18	чел-час/100м	5,202	0,12	чел-час/100м	3,468
Вспомогательные работы при резистивиметрии	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел-час/100м	0,015
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	0,084	чел-час/100м	0,08	0,056	чел-час/100м	0,058
Вспомогательные работы при инклинометрии	Опер	1	1,02	чел/час	0,01	0,68	чел-час/100м	0,006
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	0,18	чел-час/100м	5,202	0,12	чел-час/100м	3,468
Вспомогательные работы при ПС	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Радиоактивный каротаж; ННК-т	м	5780	1,8	чел-час/100м	104,04	1,2	чел-час/100м	69,36

Вспомогательные работы при РК	Опер	2	5,25	чел/час	0,1	3,5	чел/час	0,07
Радиоактивный каротаж ГГКП	м	200	3	чел-час/100м	6	2	чел-час/100м	4
Вспомогательные работы при ГГКП	Опер	1	3,45	чел/час	0,03	2,30	чел/час	0,023
Боковой каротаж (БК)	м	2890	0,2	чел-час/100м	5,78	0,13	чел-час/100м	3,76
Вспомогательные работы при БК	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	0,18	чел-час/100м	5,02	0,12	чел-час/100м	3,468
Вспомогательные работы при БКЗ	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
ВИКИЗ	м	200	0,18	чел-час/100м	0,36	0,12	чел-час/100м	0,24
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,015
Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	0,25	чел-час/100м	7,225	0,16	чел-час/100м	4,624
Вспомогательные работы при ИК	Опер	1	2,34	чел/час	0,02	1,56	чел/час	0,01
Кавернометрия	м	2890	0,22	чел-час/100м	6,358	2,94	чел-час/100м	85
Вспомогательные работы при кавернометрии	Опер	1	0,45	чел/час	0,004	1,96	чел/час	0,02
Акустический каротаж	м	200	0,65	чел-час/100м	1,5	0,43	чел-час/100м	0,86
Вспомогательные работы при акустическом каротаже	Опер	1	3,25	чел/час	0,03	2,16	чел/час	0,02
ПЗР	Опер	1	6,72	мин/опер	6,72	4,48	мин/опер	4,48
Тех дежурство	Парт/ч	12	3,6	чел час/парт ч	43,2	2,4	челчас/парт ч	28,8
Проезд	км	50	0,114	чел/час накм	5,7	0,076	чел/час накм	3,8
Запись диаграмм, чел/час:					196,69			211,58
Всего, чел/час:					202,68			215,61

Таким образом, общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 418,29 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 408,27 чел./час. Общие затраты времени 3845,22 минут или 64,087 часа.

7.3 Расчёт цены геофизических работ на скважине и ГСМ при переезде и работе

Расчёт стоимости работ будем производить базисно-индексным методом согласно ценообразованию из МУ ГИС–98 (таблица 12). Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ.

Таблица 12 – Расчет цены геофизических работ базисно-индексным методом, согласно МУ, ГИС–98

Вид работ	Объём работ		Базовые расценки, руб, (ед.изм)	Цена работы,руб.
	Ед. изм.	Кол-во		
Резистивиметрия	м	2890	66,73	1928,497
Вспомогательные работы при резистивиметрии	Операция	1	421,13	421,13
Инклинометрия тчк через 25м	тчк	104	20,46	21,278
Вспомогательные работы при инклинометрии	Операция	1	241,00	241,00
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	65,55	1894,395
Вспомогательные работы при ПС	Операция	1	806,51	806,51
Радиоактивный каротаж (ГК+НКТ)	м	5780	1199,77	69346,706
Вспомогательные работы при РК	Операция	2	3454,42	6908,84
Радиоактивный каротаж (ГКП)	м	200	1797,06	3594,12
Вспомогательные работы при ГКП	Операция	1	1562,45	1562,45
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	65,55	1894,395
Вспомогательные работы при БКЗ	Операция	1	806,51	806,51
Боковой каротаж (БК)	м	2890	71,88	2077,332
Вспомогательные работы при БК	Операция	1	806,51	806,51
ВИКИЗ	м	200	65,55	131,1
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	Операция	1	806,51	806,51
Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	104,15	3009,93
Вспомогательные работы при ИК	Операция	1	421,13	421,13
Кавернометрия	м	2890	57,11	1650,479
Вспомогательные работы при кавернометрии	Операция	1	705,82	705,81
Акустический каротаж	м	200	331,50	663
Вспомогательные работы при акустическом каротаже	Операция	1	1622,8	1622,8
ПЗР (на базе и на скважине):	Операция	1	1106,98	1106,98
Технологическое дежурство на скважине компл. партии по обслуживанию бурящихся скважин	час	12	6272,42	75269,04
Всего, руб.				177696,452

Итого стоимость комплекса геофизических работ вместе с интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией - 284088,99 руб.

ГСМ при переезде и работе. Согласно МУ ГИС–98 норматив стоимости «ГСМ» на 1 км пробега автомобиля по группам дорог и типам автомобилей рассчитывается:

$$N_{\text{ГСМ,км}(i,j)} = \text{ПОСН}_{\text{км}(i,j)} \cdot 1,09 \cdot \frac{C_{\text{ГСМ}}}{100};$$

где i – автомобиль, j – группы дорог, $C_{\text{ГСМ}}$ - стоимость единицы ГСМ, руб., 1,09 - коэффициент, учитывающий стоимость смазочных материалов.

Таблица 13 – Нормы расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (с учётом масел, К = 1,09)

Авто	Оборудование	Категория дорог, расход л/км				Работа на стационаре л/час	Вид ГСМ
		I	II	III	Бездорожье		
Урал4320	Подъёмник каротажный ПК-3,5	0,654	0,698	0,73	0,828	14,39	ДТ

Категория дорог II. Расход топлива автомобиля УРАЛ 4320 по II категории дорог с учётом масел составляет 69,9 л/100 км (или 0,698 л/км). Стоимость дизельного топлива ДТ (в среднем по Томской области) 55,7 руб. Стоимость ГСМ на 1 км пробега НГСМ, км = 38,88 руб. С учётом дороги длиной 50 км стоимость переезда с базы на скважину составляет 1944 руб.

На ряд геофизических работ идёт расход топлива, который также необходимо учитывать при составлении финансового отчёта (Табл. 14).

Таблица 14 – Расчет цены ГСМ геофизических работ базисно индексным методом, согласно МУ, ГИС–98

Вид работ	Объём работ		ГСМ, л		Стоимость ГСМ, руб
	Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Величина расходов	
Резистивиметрия	м	2890	1,655	47,8295	2663,574
Спуск или подъем без замера (Резистивиметрия)	м	2890	0,283	8,1787	455,55
Инклинометрия тчк через 25 м	тчк	104	0,336	0,34944	19,439
Спуск или подъем без замера (инклинометрия)	тчк	104	0,283	0,29432	16,3925
Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС)	м	2890	0,72	20,808	1159
Спуск или подъем без замера (ПС)	м	2890	0,283	8,1787	455,069
Радиоактивный каротаж РК (ГК+НГК)	м	5780	7,195	415,871	23164,01
Спуск или подъем без замера (РК)	м	5780	0,312	18,0336	1004,47
Радиоактивный каротаж (ГГКП)	м	200	11,992	23,984	1335,9
Спуск или подъем без замера (ГГКП)	м	200	0,312	0,624	34,75
Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	м	2890	0,72	20,808	1159
Спуск или подъем без замера (БКЗ)	м	2890	0,283	5,943	331,025
Боковой каротаж (БК)	м	2890	0,791	16,611	925,232
Спуск или подъем без замера (БК)	м	2890	0,283	8,1787	455,55
ВИКИЗ	м	200	0,72	15,12	842,184
Спуск или подъем без замера (ВИКИЗ)	м	200	0,283	0,566	31,526

Индукционный каротаж (ИК)	м	2890	0,983	28,4087	1582,325
Спуск или подъем без замера (ИК)	м	2890	0,283	8,1787	455,55
Кавернометрия	м	2890	0,887	25,6343	1427,59
Спуск или подъем без замера (кавернометрия)	м	2890	0,283	8,1787	455,55
Акустический каротаж	м	200	2,590	5,18	288,526
Спуск или подъем без замера (АК)	м	200	0,283	0,566	31,526
Всего, руб:					38293,74

Таким образом, стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 38293,74 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией – 355392,9 руб.

7.4 Расчёт заработной платы

Основная заработная плата рассчитана согласно МУ-ГИС-98 на основании затрат труда, квалификационного состава и норм численности партий, окладов специалистов и тарифных ставок рабочих (Табл. 15). Начальный заработок определяется общепринятой тарифной сеткой (оклад).

Таблица 15 – Расчёт заработной платы с учётом квалификации рабочего, коэффициентов и премий

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф., руб	Премиальные, %	Итого с учётом премии, руб.
Начальник партии	9000	1,2	0,8	18000	70	30600
Геофизик	8200	1,2	0,8	16400	70	27880
Техник геофизик	6300	1,2	0,8	12600	70	21420
Каротажник	6300	1,2	0,8	12600	70	21420
Машинист подъемника каротажной станции	5700	1,2	0,8	11400	70	19380
Итого, руб.				71000		120700

В итоге получаем, расчет заработной платы работников партии с учетом коэффициентами 71000 рублей, с учетом премий 120700 рублей, эти расчеты произведены без коэффициента отчислений 30,2 %.

Таблица 16 – Расчёт заработной платы с учётом отчислений во внебюджетные

Квалификация работника партии	Тарифный заработок, руб.	Зарплата с коэф., руб	Итого с учётом взносов, руб	Зарплата с учётом премии, руб	Премиальный заработок с учётом взносов, руб

Начальник партии	9000	18000	12564	30600	21358,8
Геофизик	8200	16400	11447,2	27880	19460,24
Техник геофизик	6300	12600	8794,8	21420	14951,16
Каротажник	6300	12600	8794,8	21420	14951,16
Машинист подъемника каротажной станции	5700	11400	7957,2	19380	13527,24
Всего, руб.:			49558		84248,6

Таким образом, заработная плата партии с учётом коэффициентом премий и отчислений составляет 84248,6 руб.

7.5 Оценка рентабельности проекта

Чтобы оценить рентабельность необходимо учитывать расценки себестоимости работ (Таблица 17).

Таблица 17 – Себестоимость работ

Расходы	Стоимость, руб.
Зарботная плата партии (с учётом коэф. премий и отчислений), руб	84248,6
Горюче-смазочные материалы	38293,74
Износ шин Урал (7 шт·50 км·500 руб.·коэф.износа 0,000025)	4,38
Материалы (кабель, 10 руб·33360м)	33360
Передача материала по цифровым каналам связи (в среднем берется 100 руб. в сутки)	7500
Всего, руб:	163406.72

В итоге себестоимость данного вида работ составляет 163406.72руб. без НДС. Цена исследования – 255392,9 руб. без НДС.

Рентабельность вычисляется по формуле:

$$P_{\Pi} = \frac{(C_T - C_C)}{C_T};$$

где P_{Π} – рентабельность продаж; C_T – цена исследования; C_C – себестоимость работ.

В итоге рентабельность продаж при коэффициенте $K=1$ к МУ ГИС–98 по данному виду исследований составляет $0,36 = 36\%$.

Из полученных данных делаем вывод что, 36% - положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Коэффициент удорожания может корректироваться в меньшую сторону, в зависимости от того, насколько заказчик готов опуститься в цене, чтобы выполнить данный объем работ.

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

В ходе проведенных расчётов, была обоснована эффективность проведённых геофизических исследований. Если организация решит заменить какой-либо вид оборудования, не имеющийся у них в наличии, то себестоимость работ значительно возрастёт в цене, что в итоге приведёт к низкой рентабельности. Поэтому в дальнейшем необходимо определить коэффициент удорожания на исследования к справочнику «МУ ГИС–98», который выведет данный вид работ на положительный процент рентабельности.

При расчёте ценообразования можно выделить существенный недостаток по существующей нормативно-технической базе. Основными руководящими документами на формирование цен на геофизические услуги являются справочники «ПОСН 81-2-49», «МУ ГИС-98. В настоящее время произошли значительные изменения в экономических условиях, которые не пересмотрены в применяемых нами справочниках. Также произошли изменения в технологии проведения геофизических работ, внедрение нового масштабного программного обеспечения, который может выполнять комплексный анализ работ.

Основные результаты исследования:

1. Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту;
2. Общие затраты труда (рабочие + ИТР) составляют 418,29 чел./час, из них затраты труда на запись диаграмм составляют 408,27 чел./час. Общие затраты времени 3845,22 минут или 64,087 часа;
3. Стоимость ГСМ с учетом переезда и геофизических работ составляет 38293,74 руб. Стоимость комплекса геофизических работ вместе с учетом интерпретацией, выполняемых комплексной геофизической партией – 355392,9 руб.;

4. Заработная плата партии с учётом коэффициента премий и отчислений составляет 84248,6 руб.;

5. Рентабельность продаж по данному виду исследований составляет 36%, положительный процент рентабельности для дальнейшего исследования скважины.

Все устаревшие и не соответствующие современным условиям проведения работ нормы времени и расценки, должны быть пересмотрены и актуализированы согласно современным организационно-техническим и экономическим условиям.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Проектируемые геофизические работы для выделения и изучения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов методами ГИС будут проводиться на Мыльждинском нефтяном месторождении Каргасокского района Томской области.

Нефтегазопромислы обладают большой степенью опасности и риском возникновения экстремальных ситуаций, которые угрожают здоровью сотрудникам промысла. В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главная цель которых – создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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 (Ст. 147 ТК РФ).

На работах с вредными или опасными условиями труда работникам бесплатно выдается специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Ст. 221 ТК РФ).

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.

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 [16].

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, радиационно-опасных работ, вблизи 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 [17].

8.2 Производственная безопасность

Выполнение запроектированных геофизических работ на Шингинском 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 18 приведены основные опасные и вредные факторы, присутствующие при проведении геофизических работ методами ИННК и С/О-каротажа.

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
Отклонение показаний микроклимата от допустимых норм на открытом воздухе и в помещении	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [18] ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация [19]
Повышенный уровень шума	+	-	СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП23-03-2003 [20]
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	-	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП23-05-95* [21].
Тяжесть и напряженность физического труда	+	-	Р.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификации условий труда [22]
Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми	+	-	ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования [23]
Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующего излучения	+	-	СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009 [24]
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [25]
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности [26] ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [27]
Пожароопасность	+	+	№123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [28]

Отклонение показателей микроклимата от допустимых норм

Отклонение показателей климата от допустимых норм на открытом воздухе (полевой этап)

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 Инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, действующей на предприятии, сказано, что при работе на открытом воздухе при температуре $-27\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-29\text{ }^{\circ}\text{C}$ с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ без ветра работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-39\text{ }^{\circ}\text{C}$ с ветром силою не более 3 баллов или без ветра – $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ работы на открытом воздухе прекращаются.

В теплое время года: регламентированные перерывы составляют 15–20 мин в охлажденном помещении либо в помещении с нормальной температурой на уровне $24\text{--}25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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.

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) [19]. 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.

Отклонение показателей микроклимата от допустимых норм в помещении (камеральный этап)

Отклонение показателей микроклимата в помещении. Источник возникновения фактора. При камеральных работах микроклимат помещений определяется такими параметрами как температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха и интенсивность теплового облучения.

Источники теплоты больше всего воздействуют на микроклимат, где есть электронно-вычислительные машины и осветительные приборы. Повышение температуры и снижение относительной влажности в помещении происходит в следствии того, что около 80% суммарных выделение приходится на ЭВМ.

Допустимые нормы. В соответствии с СанПиН 1.2.3685-21 должны соблюдаться определенные параметры микроклимата (Табл.19).

Таблица 19 – Допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений по СанПиН 1.2.3685-21

Период года	Категория	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если to < t° _{опт}	Если to > t° _{опт}
Холодный	Iб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
		20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

Единственный способ нормализовать воздухообмен в помещениях, компенсировать избыток тепла, поступающий из-за работающего оборудования, а также снизить влажность и температуру до нормального уровня это производственная вентиляция. Чтобы работа вентиляции оказалась эффективна необходимо чтобы на стадии её проектирования соблюдались санитарно-гигиенические и технические требования.

Повышенный уровень шума

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум

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

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий согласно СП 51.13330.2011 представлены в таблице 20 [20].

Таблица 20 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

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

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.

Тяжесть и напряженность физического труда

К тяжелой относятся те работы, которые связаны с постоянным перемещением и перенесением значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующих больших физических нагрузок. Поднимать и перемещать грузы вручную необходимо при соблюдении норм, установленных действующим законодательством.

Нормы поднятия тяжестей для мужчин (табл. 21) определены в документе Р.2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда» [22].

Таблица 21 – 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:	до 250	до 870	до 1500	более 1500
	до 100	до 435	до 600	более 600

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. ССБТ. «Эргономика. Ручная обработка грузов. Часть 1. Поднятие и переноска. Общие требования».

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона [21]. 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 производстве ГИС в темное время суток должна быть не менее:

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

Приведены величины освещенности для ламп накаливания, при использовании люминесцентных ламп освещенность следует увеличить на 20 Лк.

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 противоэнцефалитными 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 [23]:

1. Обеспечивать соблюдение действующего санитарного законодательства РФ 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.

Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующего излучения

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

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с источниками ионизирующих излучений (ИИ), подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия радиоактивных веществ, 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.

При выполнении работ с источниками ИИ должен осуществляться постоянный радиационный контроль, контроль за соблюдением требований СанПиН 2.6.1.2523-09 [24] и других нормативных документов по радиационной безопасности.

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.

Индивидуальный дозиметрический контроль лицам группы А проводится с применением индивидуальных дозиметров (ТЛД) и расчетного метода. Вся работа по выдаче, сбору дозиметров, подсчета доз, разности доз 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 также 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. 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.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Полевой этап

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 требования нормативных документов по электробезопасности (ГОСТ 12.1.038-82 [19], ГОСТ 12.1.019-2017 [29], ГОСТ 12.1.030-81 [30]).

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 планово-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.

Камеральный этап

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 ремонта.

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 [25].

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.

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.

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. В таблице представлены данные о вредных воздействиях на окружающую среду при производстве геофизических работ и основные мероприятия по устранению этих воздействий.

Таблица 22 Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	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 остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в заселенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей,
		Очистные сооружения для буровых

	Загрязнение бытовыми стоками	стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные
	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

Бытовые отходы собираются в специально отведенном месте в металлический контейнер и по окончанию работ (либо по мере накопления) вывозятся на полигон месторождения, построенному согласно действующих норм и правил. 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. 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. Макулатуру собирают и упаковывают для временного хранения согласно ГОСТ 1641-75 [31]. После срока хранения, когда данные на бумажных носителях становятся не актуальны, их отправляют на утилизацию.

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 не отложных работ по устранению

непосредственной опасности для жизни и здоровья людей, восстановление жизнеобеспечения населения.

Наиболее тяжелым видом аварий на Мыльджинском 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 застройкитерритории 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 опрессованные 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.

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 ФЗ №123 [28].

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 | 1 шт. |
| 3. Топоры | 1 шт. |
| 4. Ломы | 2 шт. |
| 5. Кошма | 2м×2м (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 [32] 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 [33] классом зоны пожароопасности этих помещений является П–2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

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

В специальной части рассмотрены современные технологии и технические средства, применяемые для восстановления герметичности эксплуатационной колонны.

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

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

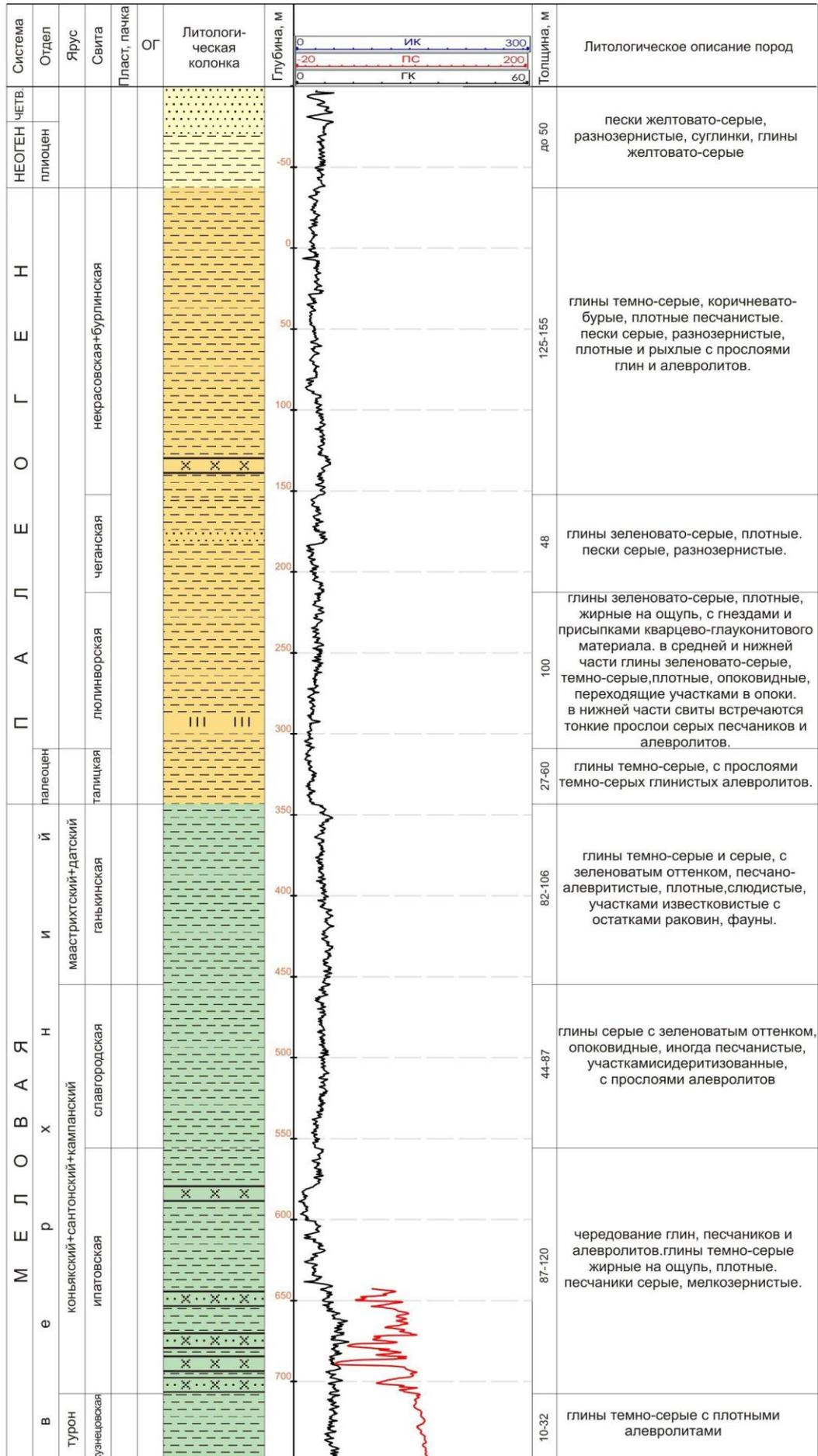
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

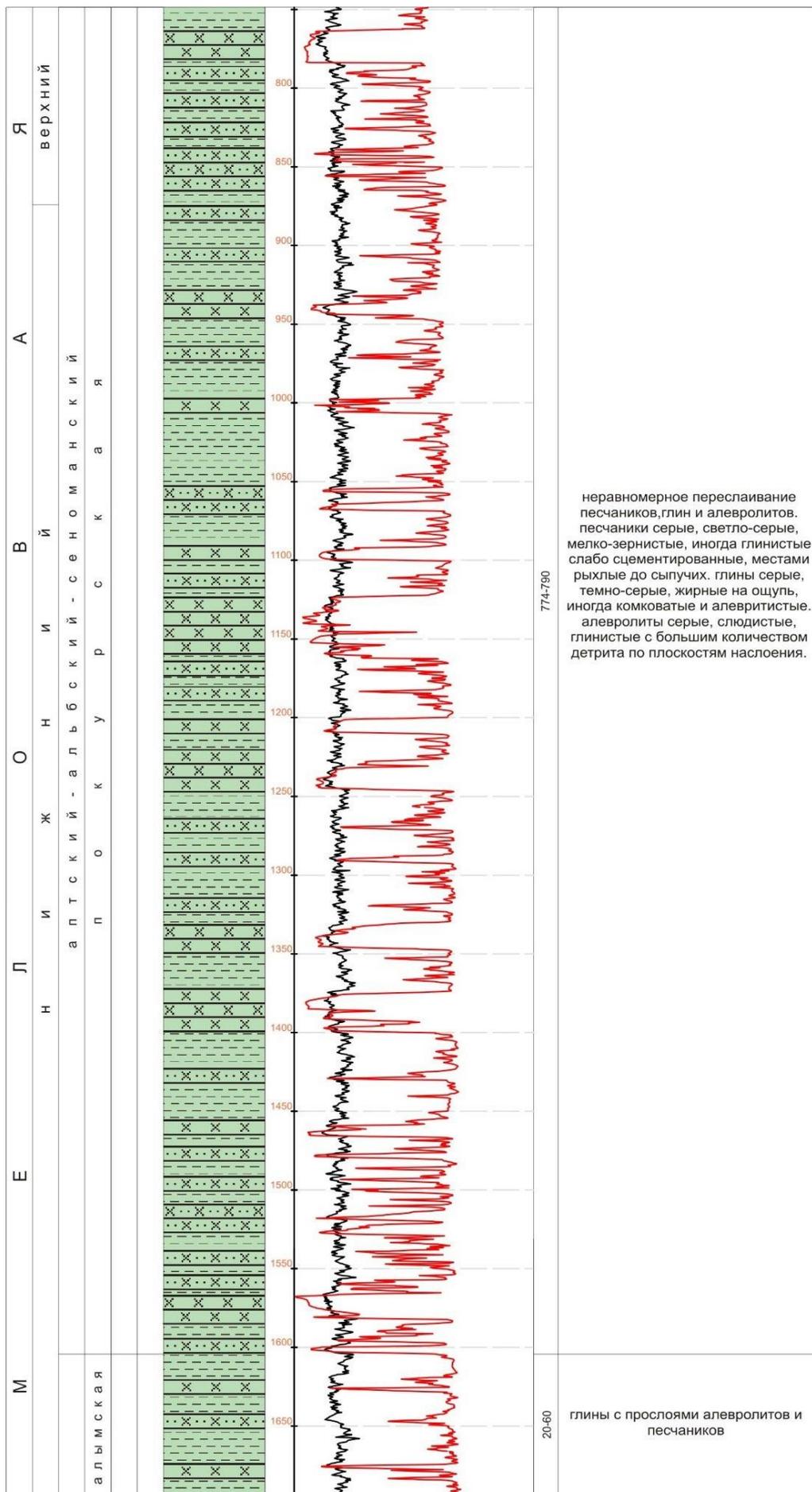
1. Физическая карта, Атлас СССР, 1983 г. [Электронный ресурс] – <https://fotki.yandex.ru/users/hellerick/album/348107/?&p> (дата обращения 26.05.2018)
2. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности вдоль существующей и проектируемой нефти -и газопроводов на юго-востоке западной и юго- восточной Сибири. Отчет о проведенных исследований по заказу Японской Ассоциации технического содействия. Институт геологии и нефти и газа РАН СО: Новосибирск, 2001.– 177 с.
3. Подсчет запасов нефти и газа по Северному, Оленьему и другим месторождениям / Найданов Ю.В., Чертенков В.Г. и др; ФБУ «ТФГИ по Сибирскому федеральному округу» г. Томск, 1971 г.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.
5. Мегаконплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Под ред. В.С. Суркова. – М.: Недра, 1986. – 149 с.
6. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири – М.: Недра, 1975. – 680 с.
7. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 2002. – 89 с.
8. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. и др. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 221 с.
9. Бурдин Д.Л. Использование термометрии для решения промыслового геофизических задач // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. - 2010. - №10. - С. 205-209.

10. Ильина Г. Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие //Томск: Изд-во ТПУ, 2011 – 147 с.
11. Габдуллин Т.Г. Оперативное исследование скважин. - М.: Недра, 1981. - 213 с.
12. Марфин Е. А. Скважинная шумометрия и виброакустическое воздействие на флюидонасыщенные пласты: Учебно-методическое пособие. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 45 с.
13. Кнеллер Л.Е., Салимов В.Г., Ахметов Р.Т. Промысловая геофизика. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - 145 с.
14. Губина А.И., Гуляев П.Н. Диагностика нефтяных скважин сканирующими геофизическими методами // Сфера Нефтегаз. - 2011. - №3. - С. 72-75.
15. Стрижнев К. В. Совершенствование технологий РИР в условиях отсутствия непрерывной приёмистости и интервала изоляции //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – №3. – С. 72-76.
16. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
17. НПАОП 74.2-1.02-90. Правила безопасности при геологоразведочных работах.
18. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
19. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация
20. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
21. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

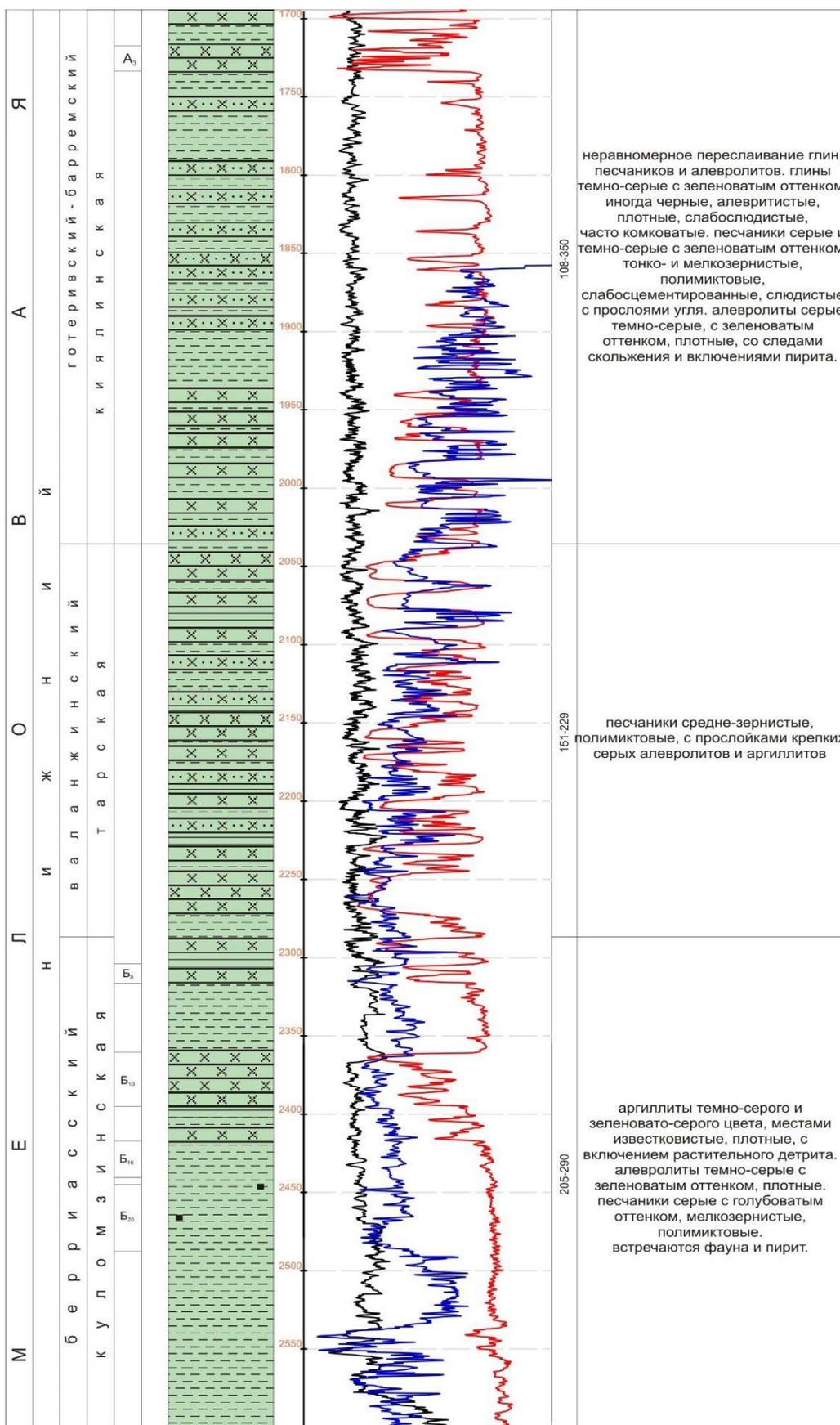
22. Р.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификации условий труда
23. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования
24. СанПиН 2.6.1.2523-09. Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009
25. ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
26. ГОСТ 12.3.009-76. ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности
27. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные
28. №123-ФЗ. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
29. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Защитное заземление, зануление.
31. ГОСТ Р 55090-2012 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги.
32. НПБ 110-03. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией.
33. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новосибирск: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.

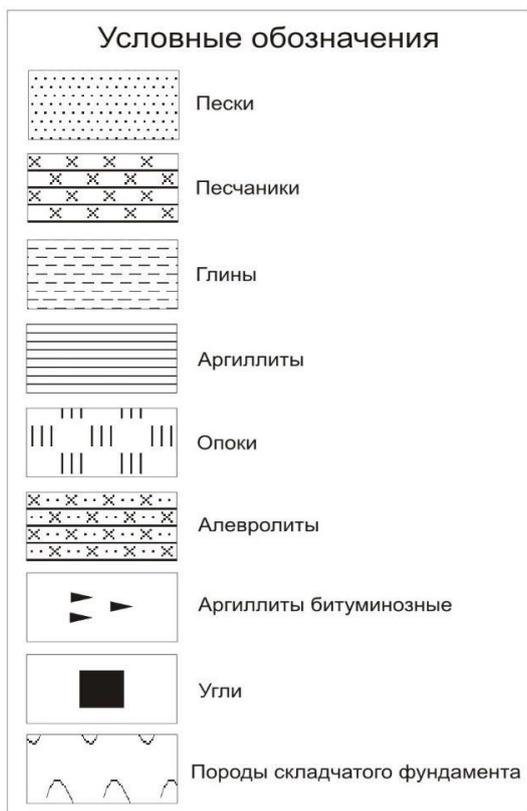
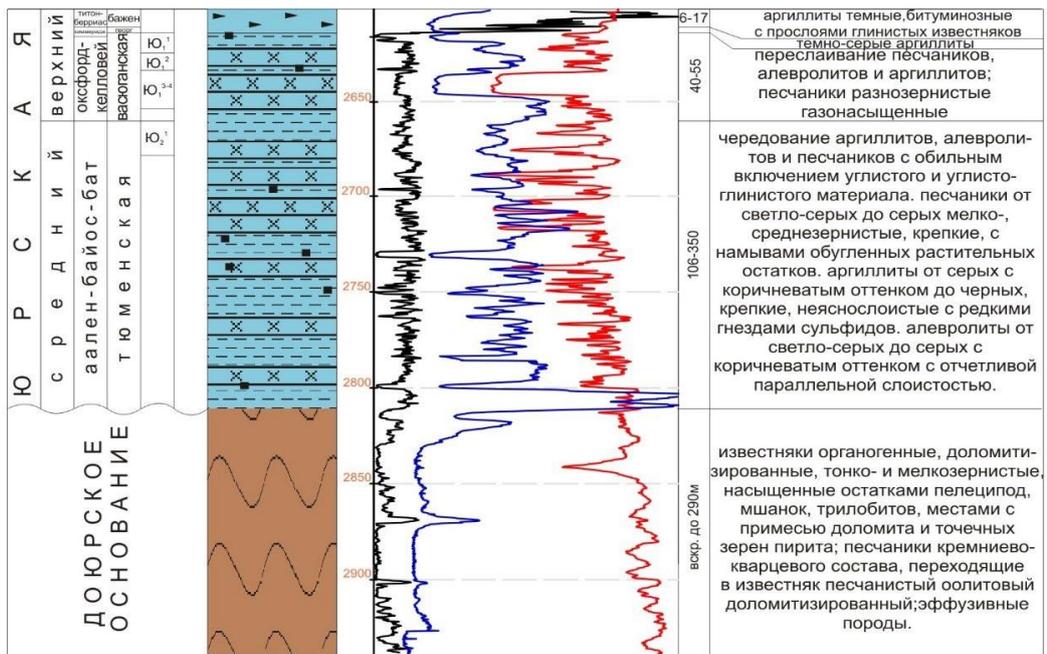
Приложение 1. Сводный литолого-стратиграфический разрез Мыльджинского месторождения

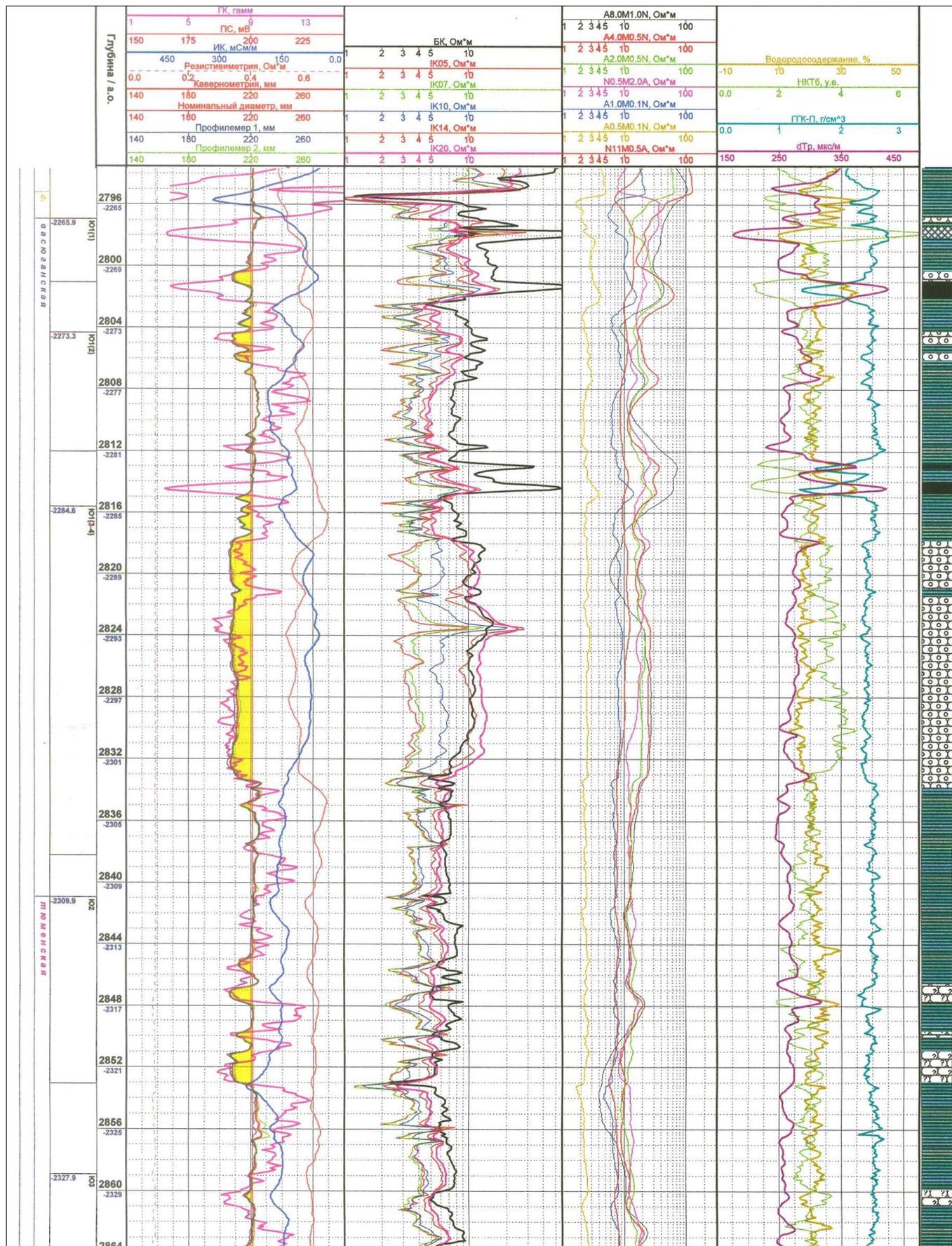




неравномерное переслаивание
 песчаников, глины и алевролитов.
 песчаники серые, светло-серые,
 мелко-зернистые, иногда глинистые
 слабо сцементированные, местами
 рыхлые до сыпучих. глины серые,
 темно-серые, жирные на ощупь,
 иногда комковатые и алевролитистые.
 алевролиты серые, слюдяные,
 глинистые с большим количеством
 детрита по плоскостям наслонения.







Условные обозначения литологии и насыщения

