

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.02 Прикладная геология
Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА БВ8 СОВЕТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Павлова Дарья Анатольевна		01.06.2020 г.

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, начальник отдела	Тен Т. Г.	К.Г. – М.Н.		01.06.2020 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т. Г.	К. Э. Н.		01.06.2020 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.			01.06.2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Перевертайло Т. Г.	К.Г.-М.Н.		01.06.2020 г.

Томск – 2020 г.

*Планируемые результаты освоения ООП
21.05.02 «Прикладная геология»*

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по специальности подготовки (универсальные)		
P1	Применять базовые и специальные математические, естественнонаучные, гуманитарные, социально-экономические и технические знания в междисциплинарном контексте для решения комплексных инженерных проблем в области прикладной геологии.	Требования ФГОС ВО (ОК-1, 3, 4, 6, 8, ОПК-5, 7, 8, ПК-1, 12, 14), СУОС ТПУ (УК 1,5), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий ABET- 3 а, с, h, j)
P2	Использовать базовые и специальные знания проектного и финансового менеджмента, в том числе менеджмента рисков и изменений для управления комплексной инженерной деятельностью.	Требования ФГОС ВО (ОК-2, 5, 8, ОПК -3, 4, 5, 6, 9, ПК- 2, 5-11, 16-20, ПСК-1.1, 1.2., 1.4., 1.6, 2.5., 2.6., 3.5., 3.8., 3.9), СУОС ТПУ (УК- 2, 5) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий ABET-3e,k)
P3	Осуществлять эффективные коммуникации в профессиональной среде и обществе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности в области прикладной геологии.	Требования ФГОС ВО (ОК-3, 6, 8, ОПК-1, 2, 3, 4, 8, ПК-13, 16, ПСК-1.2.), СУОС ТПУ (УК-3, 4, 6) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий ABET-3g)
P4	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных проблем.	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОПК-3, 5, 6, 7, ПК-2, 13, 14, 16, ПСК-1.2, 2.2., 3.6), СУОС ТПУ (УК-3, 5, 6) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий ABET-3d)
P5	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и готовность следовать нормам профессиональной этики и правилам ведения комплексной инженерной деятельности в области прикладной геологии.	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОПК-3, 5, 6, ПК-2, 13, 14, 16, ПСК-1.2, 2.2., 3.6.), СУОС ТПУ (УК- 5) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий ABET-3d)

P6	Вести комплексную инженерную деятельность с учетом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость обеспечения устойчивого развития.	Требования ФГОС ВО (ОК-2, 4, 5, 9, 10; ОПК-3, 5, 9, ПК-7, 8; 18, 20) СУОС ТПУ (УК-5, 8) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3с,h,j)
P7	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению и непрерывному профессиональному совершенствованию.	Требования ФГОС ВО (ОК-3, 4, 7, 9, ОПК-5), СУОС ТПУ (УК-6) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3i)
Профили (профессиональные компетенции)		
P8	Ставить и решать задачи комплексного инженерного анализа в области поисков, геолого-экономической оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых с использованием современных аналитических методов и моделей.	Требования ФГОС ВО (ОК-1, 2, 4, 5; ОПК-1, 4, 5, 6, 7, 8, ПК-1, 3, 4, 8, 12, 13, 14, 15, 16, ПСК-1.1-1.6, ПСК-2.1-2.8, ПСК 3.1-3.9.) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3b) требования профессиональных стандартов: 19.021 «Специалист по промышленной геологии», 19.023 «Специалист по подсчету и управлению запасами углеводородов», ОК 010-2014 (МСКЗ-08). Общероссийский классификатор занятий»: 2114 Геологи, геофизики (гидрогеологи) 2146 Горные инженеры, металлурги и специалисты родственных им занятий
P9	Выполнять комплексные инженерные проекты технических объектов, систем и процессов в области прикладной геологии с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.	Требования ФГОС ВО (ОК-1, 6, ОПК-1, 2, 4, 8, ПК-1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 15, 16, 19,20, ПСК-1.1-1.6.; 2.1- 2.8., 3.1-3.9) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3с) требования профессиональных стандартов 19.021 «Специалист по промышленной геологии», 19.023 «Специалист по подсчету и управлению запасами углеводородов», ОК 010-2014 (МСКЗ-08). Общероссийский классификатор занятий»: 2114 Геологи, геофизики(гидрогеологи) 2146 Горные инженеры, металлурги и специалисты родственных им занятий

P10	<p>Проводить исследования при решении <i>комплексных инженерных проблем</i> в области <i>прикладной геологии</i>, включая прогнозирование и моделирование природных процессов и явлений, постановку эксперимента, анализ и интерпретацию данных.</p>	<p>Требования ФГОС ВО (ОК-3, 6, ОПК-6,8, ПК-1, 2, 3, 4, 12-16, ПСК-1.3., 1.5., 2.3., 2.4., 2.6., 3.2., 3.3., 3.4.) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>, Критерий АВЕТ-3b,c) требования профессиональных стандартов 19.021 «Специалист по промышленной геологии», 19.023 «Специалист по подсчету и управлению запасами углеводородов», ОК 010-2014 (МСКЗ-08). Общероссийский классификатор занятий»: 2114 Геологи, геофизики (гидрогеологи) 2146 Горные инженеры, металлурги и специалисты родственных им занятий</p>
P11	<p><i>Создавать, выбирать и применять</i> необходимые ресурсы и методы, современные технические и <i>IT</i> средства при реализации геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ с учетом <i>возможных</i> ограничений.</p>	<p>Требования ФГОС ВО (ОПК-8, ПК-2-11,16-20, ПСК-1.1-1.6., 2.1- 2.8., 3.1.-3.9) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>, Критерий АВЕТ-3e, h) требования профессиональных стандартов 19.021 «Специалист по промышленной геологии», 19.023 «Специалист по подсчету и управлению запасами углеводородов», ОК 010-2014 (МСКЗ-08). Общероссийский классификатор занятий»: 2114 Геологи, геофизики (гидрогеологи) 2146 Горные инженеры, металлурги и специалисты родственных им занятий</p>
P12	<p>Демонстрировать компетенции, связанные с <i>особенностью</i> проблем, объектов и видов <i>комплексной инженерной деятельности</i>, не менее чем по одной из специализаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых,</i> • <i>Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания,</i> • <i>Геология нефти и газа</i> 	<p>Требования ФГОС ВО (ОК-3, 8, ОПК-4, 5, 6, ПК-1, 17-20, ПСК-1.1-1.6, 2.1-2,8; 3.1- 3.9.) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>, Критерий АВЕТ-3 a, c, h, j) Требования ОК 010-2014 (МСКЗ-08). Общероссийский классификатор занятий»: 2114 Геологи, геофизики (гидрогеологи) 2146 Горные инженеры, металлурги и специалисты родственных им занятий</p> <p>требования профессиональных стандартов 19.021 «Специалист по промышленной геологии», 19.023 «Специалист по подсчету и управлению запасами углеводородов»</p>

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.02 Прикладная геология
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломной работы

Группа	ФИО
215Б	Павловой Дарье Анатольевне

Тема работы:

Геологическое строение и литолого-фациальные предпосылки формирования продуктивных отложений пласта БВ8 Советского нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-86/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической информации по Советскому нефтегазовому месторождению, тексты и графические материалы отчетов</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Географо-экономическая характеристика; 2. Геолого-геофизическая изученность; 3. Геологическое строение исследуемого района (стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, водоносность); 4. Особенности строения пласта БВ₈; 5. Литологические особенности пласта БВ₈; 6. Условия образования пласта БВ₈; 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 8. Социальная ответственность.

Перечень графического материала	1. Обзорная схема района работ; 2. Границы лицензионных участков Советского месторождения; 3. Схема сейсмической и буровой изученности; 4. Сводный геолого-стратиграфический разрез Советского нефтяного месторождения; 5. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты; 6. Тектонические элементы субмеридиональной и субширотной ориентировок в волновой картине вертикальных временных срезов куба МОГТ-ЗД; 7. Схема расположения скважин с нанесенной линией разреза I–I и подсчетным планом пласта БВ ₈ ; 8. Геологический разрез отложений мегионской свиты по линии скважин I–I. 9. Определение предела коллектора по пласту БВ ₈ ; 10. Зависимость K_p от величины α_{nc} для пласта БВ ₈ ; 11. Определение коэффициента нефтенасыщенности пласта БВ ₈ ; 12. Типы электрометрических моделей пласта БВ ₈ группы фаций мелководного шельфа; 13. Типы электрометрических моделей пласта БВ ₈ группы фаций приливной равнины; 14. Фациальная схема пласта БВ ₈ ; 15. Структурная карта по кровле пласта БВ ₈ ; 16. Карта эффективных толщин объекта БВ ₈ ; 17. Карта коэффициента песчанистости объекта БВ ₈ ; 18. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин объекта БВ ₈ ; 19. Карта коэффициента нефтенасыщенности объекта БВ ₈ ; 20. Карта проницаемости объекта БВ ₈ .
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рыжакина Татьяна Гавриловна
«Социальная ответственность»	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.12.2019 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент, начальник отдела	Тен Т. Г.	к.т.г.-м.н		20.12.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Павлова Дарья Анатольевна		20.12.2019 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
215Б	Павловой Дарье Анатольевной

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Прикладная геология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость услуг научного исследования кернового материала и флюидов	Расчет сметы затрат на проведение исследований кернового материала по одной скважине Советского месторождения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Стоимость материалов, стоимость услуг на выполнение лабораторных исследований керна.
3. Используемая система налогообложения	Налог на доходы физических лиц – 13%; налог на добавленную стоимость – 20 %; ставка страховых взносов – 0,2%; отчисления на социальные нужды работников – 30%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Обоснование необходимости затрат на проведение исследований кернового материала и флюидов	Приводится перечень геологических задач, при которых используются данные, полученные при анализе кернового материала и флюидов.
2. Расчет стоимости работ по исследованию керна и флюидов на Советском нефтяном месторождении	Расчет сметной стоимости на проведение исследований кернового материала и анализа флюидов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН	Рыжакина Т. Г.	к.э.н.		31.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Павлова Дарья Анатольевна		31.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
215Б	Павловой Дарье Анатольевне

Школа	ИШПР	Отделение	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Прикладная геология

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования.	Объектом исследования является рабочая зона. Рабочее место: компьютерное помещение ЦДНГ – 2 АО «Томскнефть» ВНК, эксплуатирующего Советское нефтяное месторождение Томской области. Объект исследования применялся для изучения условий формирования пласта и написания дипломной работы.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума на рабочем месте; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенный уровень электромагнитных полей (ЭМП); – неудовлетворительный микроклимат – повышенный уровень напряженности электростатического поля
3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, утилизация компьютерной техники и периферийных устройств); – решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.			20.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Павловой Дарье Анатольевне		20.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 123 страниц, 20 рисунков, 17 таблиц, 24 источников.

Ключевые слова: ПЛАСТ БВ₈, ФАЦИЯ, МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, КОЛЛЕКТОР.

Объектом исследования является продуктивный пласт БВ₈ Советского нефтяного месторождения (Томская область).

Цель работы – установление особенностей геологического строения мегийонской свиты Советского нефтяного месторождения и определение литолого-фациальных предпосылок формирования продуктивных отложений.

В процессе исследования проводились:

- Анализ геологического строения, геолого-геофизической изученности, нефтегазоносности Советского нефтяного месторождения;
- Исследование характеристик залежи нефти пласта БВ₈;
- Анализ фильтрационно-емкостных свойств пласта БВ₈;
- Определены условия осадконакопления пласта БВ₈;
- Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;
- Социальная ответственность при изучении условий формирования продуктивного пласта БВ₈.

Выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, геологические карты и схемы в CorelDRAWx6 и Surfer 11. Презентация создана в Microsoft Power Point.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	10
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА.....	15
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ.....	19
3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ.....	26
3.1. Стратиграфия.....	26
3.2. Тектоника	35
3.3. Нефтеносность.....	41
3.4. Водоносность.....	70
4. ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА БВ₈.....	78
4.1. Литологическая характеристика	78
4.2. Характеристика продуктивных коллекторов по ГИС.....	80
4.3. Фациальная характеристика обстановок осадконакопления	85
4.4. Анализ вспомогательных геологических карт	89
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	96
5.1. Обоснование необходимости затрат на проведение исследований кернового материала и флюидов.....	96
5.2. Расчет стоимости работ по исследованию керна Советского нефтяного месторождения	97
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	106
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	106
6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	106
6.1.2.Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	107
6.2. Производственная безопасность	108
6.2.1.Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований	108
6.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.....	109
6.3. Экологическая безопасность.....	114
6.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду	115
6.3.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду	116
6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	116
6.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС.....	116
6.4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	119

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	121
--	------------

ВВЕДЕНИЕ

Материалы для написания выпускной квалификационной работы были предоставлены АО «Томскнефть» ВНК, где автор проходил производственную преддипломную практику в качестве геолога геологического отдела ЦДНГ-2.

Объект исследования – продуктивный пласт БВ₈ Советского нефтяного месторождения.

Актуальность исследования.

В административном положении Советское нефтяное месторождение расположено на территориях Томской области и Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Месторождение открыто в 1962 году, опытно-промышленная эксплуатация начата в 1966 году. Месторождение практически полностью освоено, за исключением небольших участков окраинных зон.

В отложениях продуктивных пластов Советского месторождения выявлено четыре нефтяные площади: Соснинская, Советская, Медведевская, Усть-Вахская. Всего на Советском месторождении разрабатывается 18 объектов: АВ₁, АВ₂, АВ₃, АВ₄, АВ₆, АВ₇, АВ₈⁰, АВ₈¹, БВ₀₋₁, БВ₂, БВ₃, БВ₄, БВ₅, БВ₆, БВ₈, Ю₁, Ю₂, М.

Пласт БВ₈ приурочен к отложениям мегинской свиты, является вторым по значимости продуктивным пластом Советского месторождения после горизонта АВ₁. Повсеместно распространен на территории месторождения и за его пределами.

Литолого-фациальный анализ позволяет изучить условия формирования продуктивного пласта БВ₈, что в свою очередь повысит коэффициент извлечения нефти.

Целью данной работы является установление особенностей геологического строения мегинской свиты Советского нефтяного месторождения и определение литолого-фациальных предпосылок формирования продуктивных отложений.

Задачи исследования:

- детальный анализ геологического строения месторождения;
- выявить литологические особенности пласта БВ₈;
- определить условия осадконакопления пласта БВ₈;
- рассчитать стоимость проведения исследований керна материала;
- выделить потенциально вредные и опасные факторы производственной среды.

1. ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

В административном отношении Советское нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 685 км к северу-западу от областного центра г. Томска. Ближайший населенный пункт – г. Стрежевой (в 15 км) является крупным центром нефтедобычи, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы, осуществляющие сервис и обеспечение всех месторождений АО «Томскнефть ВНК». От промышленных центров – городов Нижневартовска, Новосибирска и Тюмени до месторождения 40, 750 и 800 км, соответственно.

В непосредственной близости к Советскому месторождению находятся разрабатываемые Нижневартовское, Стрежевское, Малореченское нефтяные месторождения и Самотлорское газонефтяное месторождение (рисунок 1.1).

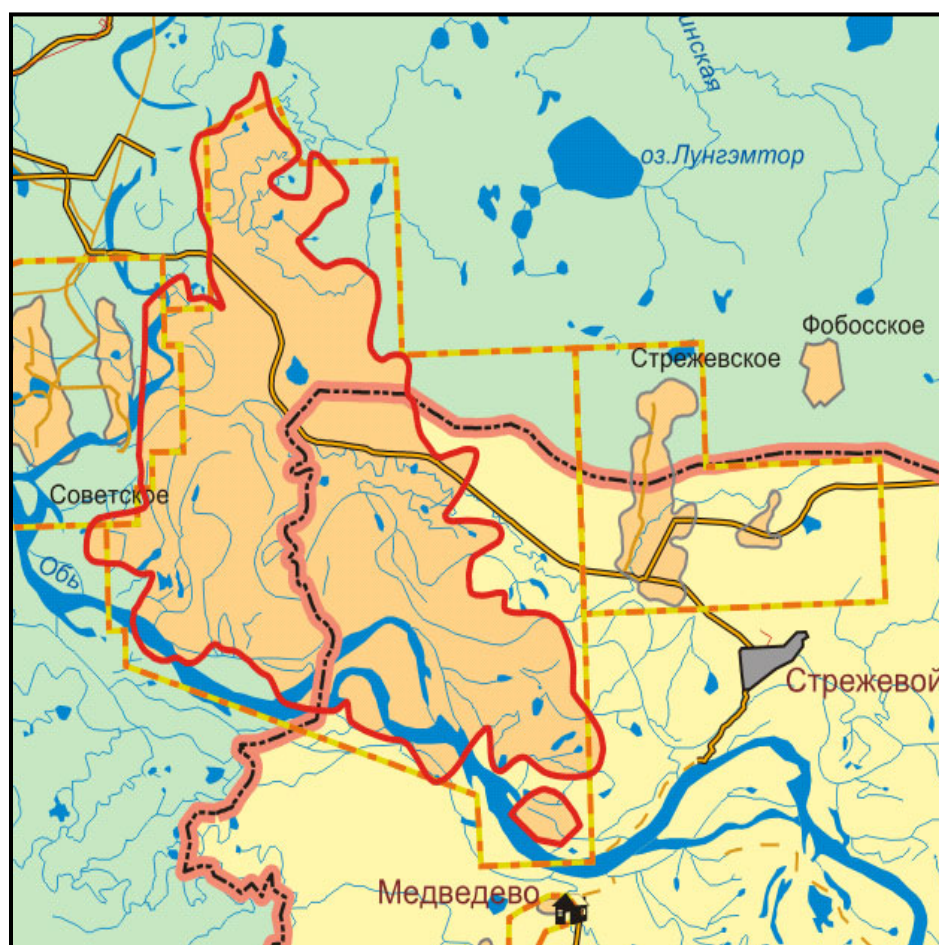


Рисунок 1.1 – Обзорная схема района работ

Советское месторождение расположено в пределах трёх лицензионных участков - ХМН 00343 НЭ, ХМН 00345 НЭ (ХМАО-Югра), ТО 00075 НЭ (Томская область).

Все лицензионные участки принадлежат АО «Томскнефть» ВНК. Небольшая часть месторождения расположена на территории нераспределённого фонда Томской области (рисунок 1.2).

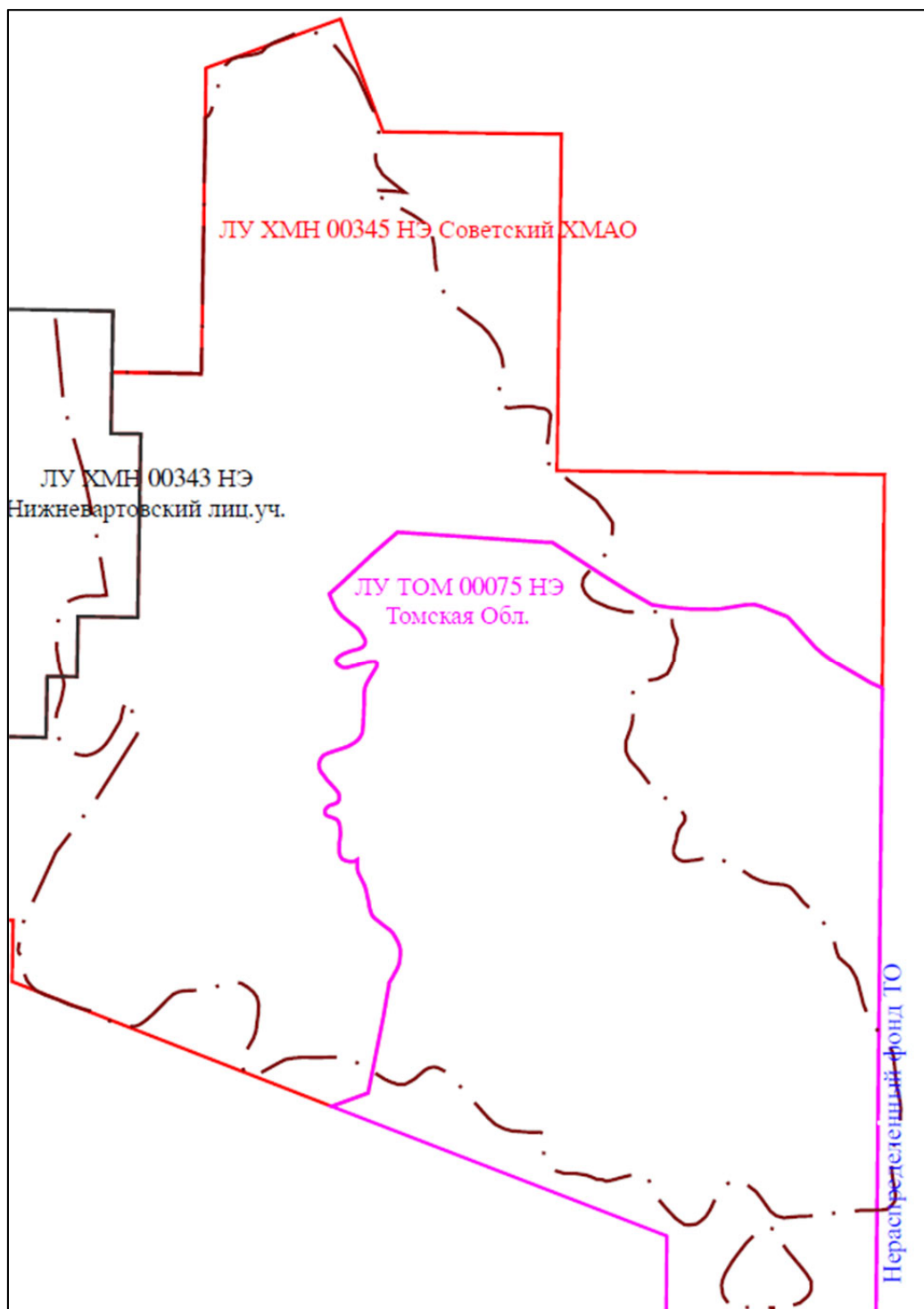


Рисунок 1.2 – Границы лицензионных участков Советского месторождения

Географо-экономические условия района работ приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Географо-экономические условия района.

№	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Нижневартовский район Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и Александровский район Томской области
2	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	Рельеф местности представлен в основном плоскими заболоченными равнинами.
3	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ; количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	Основной водной артерией района является река Обь, протекающая в непосредственной близости к юго-западной границе месторождения; ширина русла р.Оби нередко превышает 1000 м, глубина 6 -10 м, скорость течения 0,5 м/с. Равнинный характер местности привел к образованию множества протоков, рукавов, стариц и меандр. В южной части месторождения находятся наиболее крупные притоки р. Оби: Пасол, Старица, Светлая, к северной части территории месторождения приближена судоходная р. Вах. Большая часть (73%) территории лицензированного участка затапливается водами р. Обь. Для хозяйственно-питьевого водоснабжения используются артезианские скважины и речки.
4	Среднегодовые и экстремальные температуры воздуха и количество осадков	Средняя годовая температура составляет плюс 1,9 - 4,40С. Наиболее холодный месяц – февраль, морозы достигают до минус 500С. Снежный покров устанавливается в октябре, сходит в мае месяце, высота снежного покрова достигает 75 см. Среднегодовое количество осадков 350-400мм, наибольшее их количество выпадает летом и осенью.
5	Продолжительность отопительного сезона	250—260 дней
6	Сроки действия зимников, навигации	Декабрь-март
7	Геокриологические условия	Грунт промерзает на глубину до 1.0 м.
8	Сила ветра и его направление	Скорость ветра зимой нередко достигает 14 - 17 м/с, роза ветров имеет юго-восточное и юго-западное направления.

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3
9	Краткая характеристика растительного и животного мира	Почвенно-растительный покров территории месторождения представлен экосистемами пойм надпойменных террас. Преобладают в основном смешанные, хвойные и лиственные леса. Основными представителями животных являются медведи, зайцы, копытные и водоплавающие.
10	Сведения о населенных пунктах, расстояниях до них; о составе населения; о ведущих отраслях народного хозяйства	Ближайший населенный пункт – г. Стрежевой (в 15 км) является крупным центром нефтедобычи. От промышленных центров – городов Нижневартовска, Новосибирска и Тюмени до месторождения 40, 750 и 800 км, соответственно, г. Томск находится на расстоянии 685 км к северо-западу.
11	Наличие материально-технических баз, подбаз - действующих и строящихся газо- и нефтепроводов	Материально-технические, ремонтные, строительные базы размещены в г. Стрежевой. Магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск проходит в непосредственной близости от месторождения (на расстоянии 3-4 км). Введен в эксплуатацию газопровод Нижневартовск – Кузбасс.
12	Источники: теплоснабжения, электроснабжения	Электроснабжение месторождения осуществляется от ЛЭП-220 киловольт Нижневартовская ГРЭС- Тюменской энергосистемы Советско-Соснинское месторождение (подстанция 2х63 МВт).
13	Виды связи	Телефонная, фельдъегерско-почтовая
14	Пути сообщения, условия перевозки вахт; наличие аэродромов, железных станций, речных пристаней, морских портов, расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ. Характеристика дорожной сети: тип, протяженность, ширина подъездных дорог к площади от магистральных путей сообщения (при необходимости их сооружения)	Сообщение осуществляется воздушным транспортом, летом (по рекам Обь и Вах) - с портами Обь-Иртышского бассейна. На месторождении имеется устойчивая дорожная сеть, проложены бетонные и асфальтовые дороги общей протяженностью около 300км. Для внутрипромысловых сообщений в зимний период частично используется автомобильный транспорт по специальным намороженным дорогам, применяется гусеничный транспорт. Железнодорожное сообщение осуществляется по железной дороге Тюмень – Сургут – Нижневартовск, от железнодорожной станции Нижневартовска Советское месторождение расположено на расстоянии 40 км на территории.
15	Данные о полезных ископаемых района, а также об обеспечении местными стройматериалами	Помимо углеводородного сырья выявлены бурый уголь и лигниты, торф и сапропели. Установлено, что в недрах территории Томской области сосредоточено свыше 57% ресурсов железа Российской Федерации, 18% циркония, 9% титана, 6% алюминия, 5% бурого угля, 4% цинка. Наибольшие ресурсы сосредоточены в пределах Бакчарского железнорудного месторождения (на юге Томской области).

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ

2.1. Основные этапы геологоразведочных работ

Геологоразведочные работы в районе Советского месторождения начаты одновременно с изучением регионального геологического строения всего Среднего Приобья и проводились в три этапа: региональный, поисковый и разведочный.

Результаты работ на региональной стадии (1947-1957 гг.), включающих геологическую и аэромагнитную съемку, гравиразведку, сейсморазведку МОВ, электроразведку, позволили получить общее представление о геологическом строении района, выявить ряд крупных структур 1-го порядка, в том числе, Нижневартовский свод.

На поисковом этапе, начавшемся в 1957 году и плавно перешедшем в разведочный, площадными сейсморазведочными работами МОВ выявлен ряд локальных поднятий III порядка, таких как: Мегионское, Нижневартовское, Ореховское, Соснинское, Медведевское; изучено строение северо-западной части Александровского мегавала и юго-восточного склона Нижневартовского свода; оконтурено Медведевское, подготовлено к глубокому бурению Соснинское и выявлено Советское локальные поднятия.

Поисково-разведочное бурение на Советском месторождении начато в 1962 году в соответствии с геологическим проектом, утвержденным 21.08.1961 году.

Сейсмическую и буровую изученность площади, с учётом имеющихся на 01.01.1016 г. 2015 г в цифровом виде материалов, иллюстрирует схема, представленная на рисунке 2.1.

Полевые работы МОГТ-3Д выполнялись в 2003-2004 г.

Обработка полученных данных проводилась в обрабатывающем центре компании WesternGeco.

Результаты геолого-геофизических исследований приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Геолого-геофизическая изученность

№ пп	Вид работ, номера партий	Место проведения	Наименование и местонахождение организаций	Краткие результаты работ
1	2	3	4	5
1.	Аэромагнитная съемка 1:1 000 000 1:200 000	Юго-Восток Западно- Сибирской низменности	Новосибирский геофизический трест (НГТ) "Сибнефтегео- физика", Новосибирск 1947-1954 гг.	Составлена тектоническая схе- ма палеозойского фундамента. Выявлен Нижневартровский свод, Александровский мегавал, Колтогорский мегапрогиб.
2.	Гравиметри- ческая съемка 1:200 000 1:1 000 000	Юго-Восток Западно- Сибирской низменности	Колпашевская геофи- зическая экспедиция, Новосибирск 1948-1951 гг.	Построены карты изоаномал. силы тяжести. Установлено соответствие гравиметрических аномалий простирацию крупных тектонических структур
3.	Маршрутные сейсмо- разведочные работы МОВ с/п 42/57 1:200 000	Юго-Восток Западно- Сибирской низменности	Среднеобская комп- лексная геофизическая экспедиция (СОКГЭ), Колпашево, Кочнев И.Н., Кондрашов В.А., 1957 г.	Вдоль р. Обь подтверждено существование структур I порядка Нижневартковского свода и Колтогорского мегапрогиба.
4.	Сейсморазведка МОВ 1:100 000 с/п 43/57-58 с/п 50/57-58 с/п 30/58-59	Нижневартов- ский свод, Александровс- кий мегавал	СОКГЭ, Ненахов А.Ф., 1957-1960 гг.	Оконтурен западный склон Александровского мегавала. Детализировано Александровское поднятие. Изучен восточный склон Нижневартковского свода.
5.	Сейсморазведка МОВ 1:100 000 с/п 30/59-60	Нижневартов- ский свод	НГТ, Новосибирск Терпяк О.А., Черникова М.П., 1960 г.	Выявлено и оконтурено Медведевское локальное подняtie. Подготовлено к разведочному бурению Соснинское и выявлено Советское локальные поднятия.
6.	Поисковое и разведочное бурение	Нижневартов- ский свод, Александров- ский мегавал, Фобосская мегаседловин	Александровская нефтеразведочная экспедиция (АНГРЭ) Мингео РСФСР ПГО Томскнефтегазгеоло- гия 1956-1983 гг.	Разбурен ряд структур III порядка на площадях: Советская, Александровская, Северная, Вартовская, Стрежевская, Южно- Соснинская, Медведевская.
7.	Сейсморазведка МОВ 1:100 000 с/п 6,7,8,14,29/ 62-63	Нижневартов- ский свод	СОКГЭ, ТГТ Спольский Л.М., 1962-1963 гг.	Детализированы Соснинское и Медведевское, оконтурены Западно-Советское и Восточно- Советское, выявлены, Оконту- рены и детализированы Ален- кинское, Захарютинское, Безы- мянное, оконтурено Комсомольское, детализировано Верхне-Колтогорское локальные поднятия.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
8.	Сейсморазведка МОВ 1:100 000 с/п 17/63-64	Нижневартов- ский свод	ТГТ, СОКГЭ, Колпашево Спольский Л.М., 1964 г.	Детализированы Советское и Малореченское локальные поднятия. Уточнено строение южной периклинали Соснинского поднятия.
9.	Сейсморазведка МОВ 1:100 000 с/п 6/64-65	Фобосская мегаседлови- на	ТГТ СОКГЭ, Новосибирское терри- ториальное геол. управление (НГТУ), Новосибирск, Бегляров А.А., 1965 г.	Выявлены, детализированы и подготовлены к разведочному бурению Стрежевское и Звездное локальные поднятия.
10.	Сейсмокаротаж- ные исследования с/п 17/62, 11/68, 19/69	Фобосская мегаседлови- на,	Томский геофизический трест (ТГТ), Колпашево Терентьева Т.И., 1968-69 г.г.	Изучена скоростная характери- стика осадочной толщи, прове- дена стратификация отражаю- щих горизонтов. СК скв.11, 14- Стрежевские, 6- Медведевская, ВСП скв. 85-Звездная.
11.	Сейсмозондирова- ние МОВ 1:200 000 с/п 17/70-71	Фобосская мегаседловина	ТГТ СОКГЭ, НГТУ, Кыркунов В.А., Новосибирск 1970-71 гг.	Изучен западный склон Колто- горского мегапрогиба. Выясне- но взаимное положение Стре- жевской и Медведевской струк- тур. Выявлено Фобосское локальное поднятие.
12.	Сейсморазведка МОГТ 1:100 000 с/п 2/75-76 Обобщение материалов предыдущих лет.	Нижневартов- ский свод, Александров- ский мегавал, Фобосская ме- гаседловина, Колтогорско- Уренгойский грабен-рифт	ТГТ, Колпашево Стрелков А.Н., 1975-76 гг.	Выявлена Проточная структура подтверждена Фобосская. Дополнены сведения о геологическом строении Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, западного склона Александровского мегавала, восточного склона Нижневартовского свода и Колтогорского мегапрогиба.
13.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 9/75-76	Нижневартовс- кий свод, Фобосская мегаседловина	Трест Тюменьнефте- геофизика, ПО "Глав- тюменьгеология", Тюмень, Белкин Н.М., 1976 г.	Детализирована восточная часть Советской и западная часть Стрежевской структур. Выявлено Саимское локальное поднятия.
14.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 8/75-76	Нижневартов- ский свод	Трест Тюменьнефте- геофизика ПО "Глав- тюменьгеология", Тюмень, Трусова Ф.И., 1976 г.	Уточнено строение участка, примыкающего к Самотлорскому поднятию и се- верному окончанию Советской структуры, и зоны сочленения между ними. Выявлено Мало- Соснинское локальное поднятие.
15.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 9/76-77	Фобосская мегаседловина	Трест Тюменьнефте- геофизика Харитонов А.Ф., Белкин Н.М., 1977 г.	Детализирована восточная часть Стрежевской структуры. Подготовлена к глубокому бурению Фобосская структура.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
12.	Сейсморазведка МОГТ 1:100 000 с/п 2/75-76 Обобщение материалов предыдущих лет.	Нижневартовс кий свод, Александровс кий мегавал, Фобосская ме- гаседловина, Колтогорско- Уренгойский грабен-рифт	ТГТ, Колпашево Стрелков А.Н., 1975-76 гг.	Подтверждена Фобосская и выявлена Проточная структуры. Дополнены сведения о геологи- ческом строении Колтогорского - Уренгойского грабен-рифта, западного склона Александров- ского мегавала, восточного склона Нижневартовского свода и Колтогорского мегапрогиба.
13.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 9/75-76	Нижневартовс кий свод, Фобосская мегаседлови- на	Трест Тюменьнефте- геофизика, ПО "Глав- тюменьгеология", Тюмень, Белкин Н.М., 1976 г.	Детализирована восточная часть Советской и западная часть Стрежевской структур. Выявлено Саимское локальное поднятия.
14.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 8/75-76	Нижневартовс кий свод	Трест Тюменьнефте- геофизика ПО "Глав- тюменьгеология", Тюмень, Трусова Ф.И., 1976 г.	Уточнено геологическое строе- ние участка, примыкающего к Самотлорскому поднятию и се- верному окончанию Советской структуры, а также зоны сочле- нения между ними. Выявлено Мало-Соснинское локальное поднятия.
15.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 9/76-77	Фобосская мегаседловина	Трест Тюменьнефте- геофизика Харитонов А.Ф., Белкин Н.М., 1977 г.	Детализирована восточная часть Стрежевской структуры. Подготовлена к глубокому бурению Фобосская структура. Получены сведения о распространении триасовых отложений и о строении палеозойского фундамента.
16.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 9/77-78	Фобосская мегаседловина	Трест Тюменьнефте- геофизика ПО "Глав- тюменьгеология", Тюмень, Белкин Н.М., 1978 г.	Детализирована Фобосская структура и выявлено Пылинское поднятия.
17.	Дистанционные аэрокосмогеологи- ческие исследования 1:200 000	Нижневартовс кий свод, Александровс кий мегавал, Колтогорский мегапрогиб	Томская аэрокосмогеологиче- ская партия (ТАК ГК) Фонды ПО "ТНГФ", Стрежевой, Дралов В.М. и др. 1982-83 гг.	Впервые проведены региональные дистанционные исследования на восточном склоне Нижневартовского свода, Колтогорском мегапрогибе, Александровском мегавале.
18.	Скважинная сейсморазведка ВСП, партия ВСП №5	Фобосская мегаседлови- на Скв. 22, 24- Фобосские	ПО «ТНГФ», Стрежевой Полубоярцева О.М., 1989 г.	Изучена скоростная характеристика геологического разреза.
19.	Дистанционные аэрокосмогеологи- ческие исследования	Фобосская мегаседлови- на	ЛАКГИ «ТомскНИПИнефть» Фонды ПО "ТНГФ" Стрежевой 1988 г.	Выработаны комплексные рекомендации на обеспечение детальных сейсморазведочных работ МОГТ с/п 2/88-90 ПО ТНГФ в районе Пылинского месторождения.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
20.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 2/87-89	Фобосская мегаседлови- на	ПО “ТНГФ” Стрежевой Бродский В.П., 1989 г.	Выполнены детализационные работы МОГТ на Стрежевской площади. Обеспечен прирост запасов по Фобосскому месторождению; даны рекомендации по заложению трех разведочных скважин.
21.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 2/88-90	Фобосская мегаседлови- на	ПО “ТНГФ”, Стрежевой Бродский В.П., 1990 г.	Детализирован структурный план Пылинского месторождения. Выявлена Ключевская структура. Рекомендованы места заложения шести разведочных скважин.
22.	Разведочное и эксплуатацион- ное бурение	Фобосская мегаседлови- на Скв. 191, 192, 193, 194, 195, 196, 197, 198, 199, 200, 203 Пылинские, скв. 209-Р Ключевская	ПО “Мегионнефтегаз- геология”, Мегион, 1980-92 гг.	Произведено расчленение разреза на стратиграфические комплексы. Проведен комплекс промыслово-геофизических ра- бот. В скважинах 191, 197 получен приток нефти из пласта Ю ₁ . На Пылинском место- рождении в районе скв. 191Р пробурены эксплуатаци-онные скважины. На Ключевском поднятии при испытании пласта Ю ₁ в скв. 209-Р получен приток пластовой воды.
23.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 с/п 2/89-92	Фобосская мегаседлови- на	ПО “ТНГФ” Стрежевой Семенова О.Н., 1992 г.	Уточнен структурный план Саимской, Мало-Савкинской, Восточно-Тарховской, Чарской, Северо-Стрежевской, Кумской и Северо-Фобосской структур. Выявлена тектоническая зона, ограничивающая Нижне- вартовский свод с востока.
24.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 Анализ геофизических материалов с/п 2/88-90, 2/91- 93. Тема 19.94Г	Фобосская мегаседлови- на	ТомскНИПИнефть Томск Гладилин С.А., Баянов А.С., 1994 г.	Уточнены структурные планы по Стрежевскому и Фобосскому месторождениям. Установлена корреляционная связь между динамическими параметрами и мощностью верхнеюрского коллектора.
25.	Сейсморазведка МОГТ 1:50 000 Ревизия сейсмических построений с/п 2/88-90, 2/91- 93 Тема 27.96Г	Фобосская мегаседловина	ТомскНИПИнефть Томск Глебов А.Ф. и др., 1996 г.	Детализирован структурный план в зоне сочленения Советского, Стрежевского и Фобосского месторождений. Установлен покровно- полосчатый характер площадного распределения верхнеюрских коллекторов, даны рекомендации по заложению двух разведочных и двух поисковых скважин.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3	4	5
26.	Сейсморазведка МОГТ-2Д 1:50 000 с/п 2/98-99	Северо.- восточная часть Советского месторожде- ния	ТГТ ОАО «ТНГГ» Колпашево, Берлин Г.И., 2000 г.	Уточнено строение северо - восточного склона Советского месторождения, детализированы Мало-Савкинская, Мало- Савкинская 1, Мало-Савкинская 2, Саимская и Усть-Вахская структуры. Выявлена и детализирована Западно- Саимская структура. Выявлен Южно-Тарховский перегиб.
27.	Сейсморазведка МОГТ-2Д 1:50 000 20/99-00	Нижневартов- ский свод	ОАО «Сибнефтегеофизика» , Новосибирск, 2000 г.	Уточнено геологическое строение зоны сочленения Советского и Самотлорского поднятий
28.	Геолого-сейсми- ческое моделирование тема 26.99 ГХ	Северо- восточная часть Советского месторожде- ния	ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», Томск, Глебов А.Ф. и др., 2001 г.	Уточнено геологическое строение северо-восточной части Советского месторождения. Уточнена фациальная диагностика, а также схемы выявленных залей и перспективных объектов верхнеюрских и нижнемеловых пластов.
29.	Тематические работы по контракту № 140 с ОГУП «Томскинвест- геонефтегаз»	Юго- восточная часть Нижне- вартовского свода	ТГТ ОАО «ТНГГ» Колпашево, Берлин Г.И., 2001 г.	На Советском месторождении и прилегающих территориях выполнено обобщение геолого- геофизической информации и построены структурные карты по кровле пластов Ю ₁ , БВ ₈ , АВ ₁ , поверхности доюрских образований и кровле кузнецовской свиты.
30.	Сейсморазведка МОГТ-2Д 1:50 000 4-21/01-02	Советское и Нижневартов- ское месторожде- ния	ОАО «Сибнефтегеофизика» , Новосибирск, Пономарева Л.Н., Глебов А.Ф., Ухлова Г.Д. и др. 2002 г.	Выполнен первый этап площадных детальных работ МОГТ-2Д в объеме 404,7 пог.км (21 профиль). Построены карты изохрон и структурные карты по основным отражающим горизонтам. Уточнена корреляция неокомских пластов. Выявлены перспективные объекты пластов Ю ₁ , Ач, БВ ₉ ^Т , БВ ₉ ^Т , БВ ₈ ^Т для поиска залежей УВ.

3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

3.1. Стратиграфия

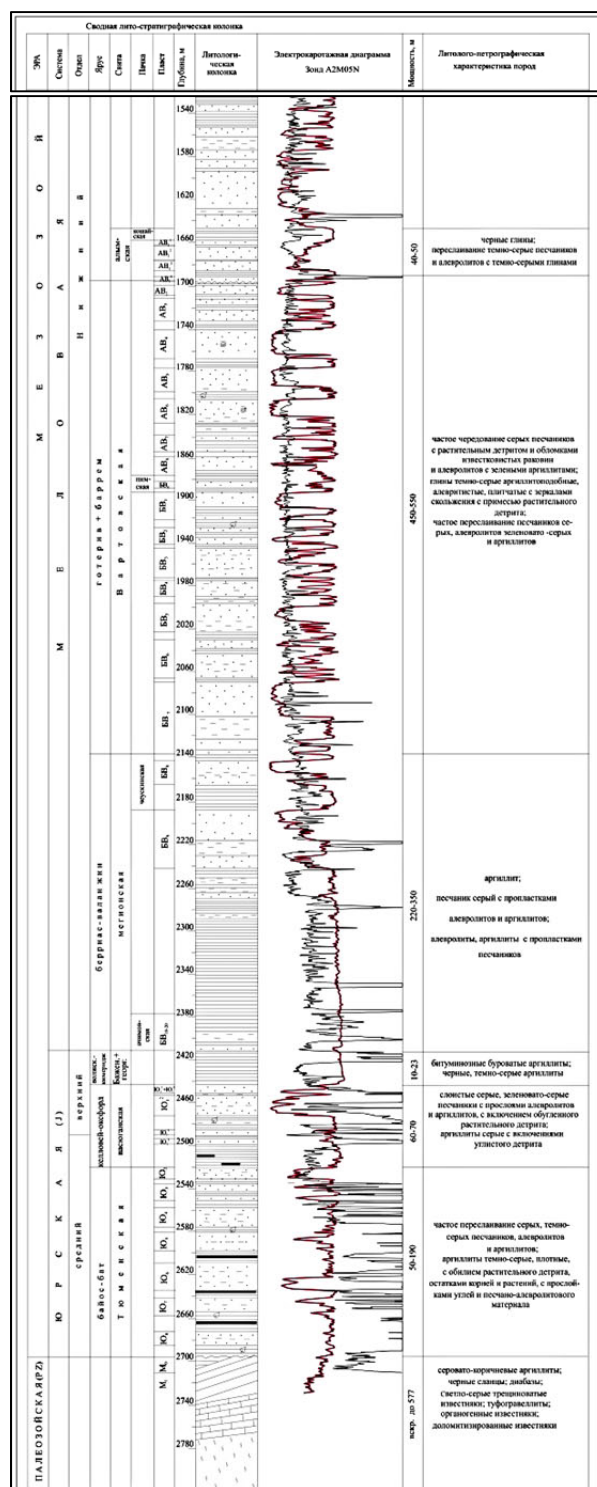
В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского, юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов. Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол со стратиграфическим несогласием перекрывает дислоцированные образования фундамента палеозойского возраста (рисунок 3.1).

Наиболее полная характеристика разреза всего осадочного чехла (со вскрытием палеозойского фундамента) получена при бурении параметрической скважины № 1П, расположенной на юго-восточной периклинали Медведевского поднятия.

Доюрские образования

Наибольшая толщина вскрытого разреза доюрских образований составила 577 м. На значительно меньшую глубину (20-80 м) они охарактеризованы 11 разведочными и 3 скважинами эксплуатационного фонда, из которых 7 ед. расположены на Соснинском, 5 ед. – на Медведевском и остальные 2 скважины - на Советском и Северо-Западном поднятиях.

На Соснинском и Советском поднятиях они вскрыты в интервале глубин 2590-2892 м, где представлены черными плотными аргиллитами, туфопесчаниками и туфоаргиллитами. На существенно меньшей территории Медведевского поднятия литологический состав вскрытых отложений более разнообразен: тремя скважинами (№№ 6Р, 479, 1670) вскрыта кора выветривания, сложенная конгломератобрекчиями, аргиллитами и мрамором сцементированными известковым цементом. Ниже следуют плотные известняки, которые в северо-восточном направлении (скв. 7Р) сменяются глинисто-кремнисто-сидеритовыми породами и диабазами.



27

Однозначного определения возраста отложений нет: силуртурнейский (СоАНСССР), средневерхнедевонский (ТГУ).

Мезозойская группа

Юрская система

Отложения юрской системы представлены средним и верхним отделами. В её разрезе выделяются тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Средний отдел

Ален-батский ярус

Тюменская свита

Породы фундамента несогласно перекрываются континентальными отложениями тюменской свиты, её разрез вскрыт 52 скважинами, из них 37 скважин расположены на Медведевской площади. Отложения представлены переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Характерна повышенная углистость (прослой) и пиритизация. В прикровельной части свиты выделяется песчаный пласт Ю₂, прерывистого (линзовидного) строения, продуктивный только на Медведевском поднятии.

Вскрытая толщина отложений свиты составляет 50 -190 м.

Средний + Верхний отделы

Келловейский и оксфордский ярусы

Васюганская свита J₂₋₃ vs

На континентальных отложениях тюменской свиты залегают морские и прибрежно-морские отложения васюганской свиты. Она разделяется на две подсвиты: нижнюю - глинистую и верхнюю - песчано-алевритовую.

Нижневасюганская подсвита, толщиной 30-40 м, представлена аргиллитами серыми, плотными, крепкими, с включениями углистого детрита и редкими прослоями алевролитов. Глинистая толща хорошо

выдержана и служит надежной крышкой для скоплений углеводородов в нижележащем пласте Ю₂, вскрытая толщина 10-20 м.

Породы верхневасюганской подсвиты представлены слоистыми песчаниками, в меньшей мере встречаются алевролиты и аргиллиты. Песчаники слоистые полимиктовые, мелкозернистые крепко-средне-сцементированные с редкими включениями обугленных растительных остатков. В объеме подсвиты выделяются подугольные (Ю₁⁴, Ю₁³) и надугольные (Ю₁², Ю₁¹) песчаные пласты. Верхний пласт Ю₁¹ промышленно нефтеносен на Медведевской площади.

Толщина верхневасюганской подсвиты – 30-40 м, васюганской свиты – 60-70 м.

Кимериджский ярус

Георгиевская свита J₃ gr

Морские отложения васюганской свиты перекрываются темно - серыми, плитчато-слоистыми, плотными аргиллитами георгиевской свиты с примесью песчано-алевритового материала и небольшим содержанием глауконита, пирита.

Вскрытая толщина пород свиты в пределах погруженных частей структур достигает 8 м, к присводовым частям выклинивается.

Волжский ярус

Баженовская свита J₃ bg

Морские отложения баженовской свиты представлены аргиллитами битуминозными, массивными, тонкоплитчатыми. Выдержанные в пределах Западно-Сибирского региона представляются в качестве надежной региональной крышки, способствующей сохранению скоплений нефти в разрезе горизонта Ю₁. Повышенные гаммаактивность и сопротивление пород позволяют использовать его в качестве надежного геофизического репера.

Приподошвенная часть свиты служит сейсмоотражающим горизонтом Па. Толщина отложений составляет 10-23 м

Меловая система

Отложения меловой системы представлены нижним и верхними отделами. В нижнем отделе выделяются: мегионская, вартовская, алымская, покурская в верхнем - покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Нижний отдел

Бериасский и валанжинский ярусы

Мегионская свита $K_1 g$

Мелководно-морские отложения мегионской свиты представлены переслаиванием темно-серых аргиллитов, алевролитов, песчаников. В нижней части свиты выделяется ачимовская песчано-глинистая пачка, где песчаные пласты, замещаясь глинисто-алевритовыми породами, имеют линзовидное строение.

Песчаные пласты БВ₉, БВ₈ верхней части прослеживаются в пределах значительной территории Нижневартовского свода, при этом разрез продуктивного горизонта БВ₈ наиболее опесчанен в прикровельной части, в приподошвенной глинизируется, где выделяются единичные прослои песчано-алевритового состава. Толщина горизонта составляет 8-20 м. Песчаный разрез БВ₈ перекрывается чеускинской аргиллитовой пачкой толщиной 30-40 м, которая служит как надежной покровкой для залежей продуктивного горизонта БВ₈, так и в качестве сейсмоотражающего горизонта «Д»

Толщина пород мегионской свиты 220 – 350 м.

Готерив-барремский ярусы

Вартовская свита $K_1 vr$

В составе вартовской свиты выделяются две подсвиты: нижневартовская и верхневартовская. Отложения нижней подсвиты, представленные переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов формировались в прибрежно-морских условиях. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, иногда алевитистые, полимиктовые, преимущественно массивные. Алевролиты серые, иногда песчанистые разномзернистые полимиктовые, нередко известковые. Аргиллиты, темно-серые до буровато серых, слюдистые, плитчатые. По простиранию песчаные, тела часто замещаются алевролитами и аргиллитами, что обуславливает изменчивость их толщин от 0 до 20 - 30 м.

В составе подсвиты выделяются 7 промышленно-нефтеносных песчаных пластов БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃, БВ₂, БВ₁ и БВ₀.

В основании верхневартовской подсвиты выделяются небольшой толщины (1,5-6 м) глины пимской пачки в прикровельной части которой по ГИС выделяется высокоомный пропласток. Глины пимской пачки служат крышкой для залежей пласта БВ₀. Формирование пород верхневартовской подсвиты связывается с прибрежно-морскими и лагунными условиями. Отложения подсвиты представлены частым чередованием серых, темно-серых песчаников и алевролитов с зеленовато-серыми аргиллитами. В её разрезе выделяются семь промышленно продуктивных песчаных пластов группы АВ: АВ₈¹, АВ₈⁰, АВ₇, АВ₆, АВ₄, АВ₃ и АВ₂.

Общая толщина пород свиты 450 – 550 м.

Аптский ярус

Алымская свита $K_1 al$

Отложения алымской свиты залегают на размытой поверхности вартовской свиты. Накопление отложений происходило в лагунных,

континентальных и прибрежно-морских условиях. В разрезе отложений алымской свиты выделяются две пачки: нижняя - песчано-алевритовая и верхняя - глинистая (кошайская).

Нижняя пачка толщиной около 30 м сложена серыми мелко- и среднезернистыми слабосцементированными песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов, соответствует объему промышленно продуктивного горизонта АВ₁. В его объеме выделяются пласты – АВ₁¹, АВ₁^{2А}, АВ₁^{2Б}, АВ₁³ и АВ₁⁴, сформированные в континентальных (АВ₁⁴) и прибрежно-морских условиях (АВ₁¹⁻³).

В верхней половине разреза, к прикровельной части горизонта, происходит постепенное увеличение глинистой составляющей как путем увеличения количества прослоев глин, так и в виде содержания пелитовой фракции в объеме коллекторов.

Верхняя пачка – кошайская, толщиной 25-30 м, сложена черными глинами, сформированными в глубоководных условиях. Глины являются надежной региональной покрывкой для залежей АВ₁, а также используются в качестве стратиграфического репера и сейсмоотражающего горизонта «М». Общая толщина свиты составляет 40 – 60 м.

Нижний + Верхний отделы

Апт-альбский и сеноманский ярусы

Покурская свита К₁₋₂ рк

Отложения покурской свиты, сформированы в континентальных условиях, представлены неравномерным чередованием серо-цветных песчаников, алевролитов и глин. В разрезе свиты выделяются песчаные пласты ПК₁-ПК₁₄, при этом преобладают не выдержанные по простирацию. В условиях невыдержанности глинистых разделов происходит слияние песчаных пластов, в результате образуется единая гидродинамически связанная система. Песчаники серые полимиктовые с высокими ФЕС, что

определило их повышенную водообильность. Они являются источником водоснабжения в целях ППД всех разрабатываемых месторождений. Глины серые, темно-серые с зеленоватым оттенком, иногда аргиллитоподобные, слюдистые. По всему разрезу в виде тонких прослоек встречается известняк темно-серый, плотный, также отмечаются многочисленные включения углистого детрита.

В разрезе залежей нефти не обнаружено. Толщина свиты 750 – 800 м.

Верхний отдел

Турон - датский ярусы

Континентальные осадки покурской свиты сменяются глинистыми отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит, представленными, в основном, глинистыми породами, образованными в морских условиях. Общая толщина отложений 200 – 270 м.

Отложения кузнецовской свиты представлены серыми и темно-серыми глинами, местами алевритистыми, с прослоями алевролитов небольшой толщины. Толщина отложений кузнецовской свиты 15-30 м.

Разрез березовской свиты сложен глинами серыми с голубоватым оттенком с многочисленными остатками водорослей; редко встречаются прослои опоковидных глин, песчаников и алевролитов; карбонаты отмечаются только в верхней части разреза. Толщина свиты 80-100 м.

Ганькинская свита представлена глинами серыми с зеленовато-голубым оттенком, однородными, участками известковистыми с прослоями алевролитов. Встречаются включения пирита, сидерита, углистого детрита. Толщина свиты 100–140 м.

Кайнозойская эра

Палеогеновая система

Палеогеновая система подразделена на палеоцен (талицкая свита), эоцен (люлинворская, чеганская свиты); олигоцен (атлымская, новомихайловская свиты).

Отложения представлены, в основном, морскими глинистыми породами и только в олигоцене (атлымская свита) морские осадки сменяются континентальными.

Отложения талицкой свиты представлены глинисто-известковистыми породами с редкими пропластками алевролитов и песчаников. Толщина отложений 50-100 м.

Люлинворская свита сложена опоковидными глинами серыми, темно-серыми, зеленовато-серыми, с пропластками алевролитов, песчаников и известняков; Встречаются включения сидерита и пирита. Толщина свиты 200 м.

К разрезу чеганской свиты отнесены зеленовато-серые глины с линзами и присыпками алевролитового материала, наблюдаются включения сидерита и обломков микрофауны. Толщина свиты 150 – 200 м.

К атлымской свите отнесена толща разреза с переслаиванием песков серых, средне и мелкозернистых, (преимущественно кварцевых) и глин серых, зеленовато-серых, коричневых. Толщина свиты 60 – 70 м.

Новомихайловская свита представлена неравномерным переслаиванием песков и глин. Пески серые, светло-серые, тонко- и мелкозернистые, кварцполевошпатовые, с включениями растительного детрита. Глины коричневатые-серые, песчаные, неяснослоистые, с включениями растительных остатков. Толщина свиты 100-120 м.

Общая толщина кайнозойских отложений 500-700 м.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы залегают с размывом на породах Новомихайловской свиты. Разрез разделяется на две части, нижняя представлена переслаиванием песков серых, зеленовато-серых,

мелкозернистых и глин зеленовато-серых с линзами светло-серого алевроита. Верхняя часть разреза сложена песками, глинами, супесями, суглинками серыми, светло-серыми с включениями растительных остатков. Они преимущественно связаны с отложениями поймы, наносами террас и торфяно-болотными образованиями. Толщина четвертичного комплекса 25 – 40 м [4].

3.2. Тектоника

Советское месторождение находится в пределах Айгольского синклинория, и смежного с ним Нижневартовского антиклинория северо-западного простирания. Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт территориально соответствует юго-восточной трети месторождения. Все вышеупомянутые складчатые системы разграничиваются глубинными разломами. Структурный план мезозойско-кайнозойского платформенного чехла характеризуется высокой степенью унаследованности сглаженной формы блокового строения структур фундамента. Советское месторождение расположено на юго-восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Соснинского вала и связано с группой локальных поднятий III порядка (Медведевское, Советское, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Западное и Северо-Восточное), осложняющих прицентральною часть Соснинского вала (рис. 3.2).

Перечисленные поднятия, так же, как и Соснинский вал, имеют северо-западное простирание.

Изучение геологического строения Советской площади сейсморазведочными методами проводилось с 1957 г. по 2002 г. Данные по съёмкам МОВ и МОГТ, которые проводились в 50-70-е годы прошлого столетия, в цифровом виде не сохранились.

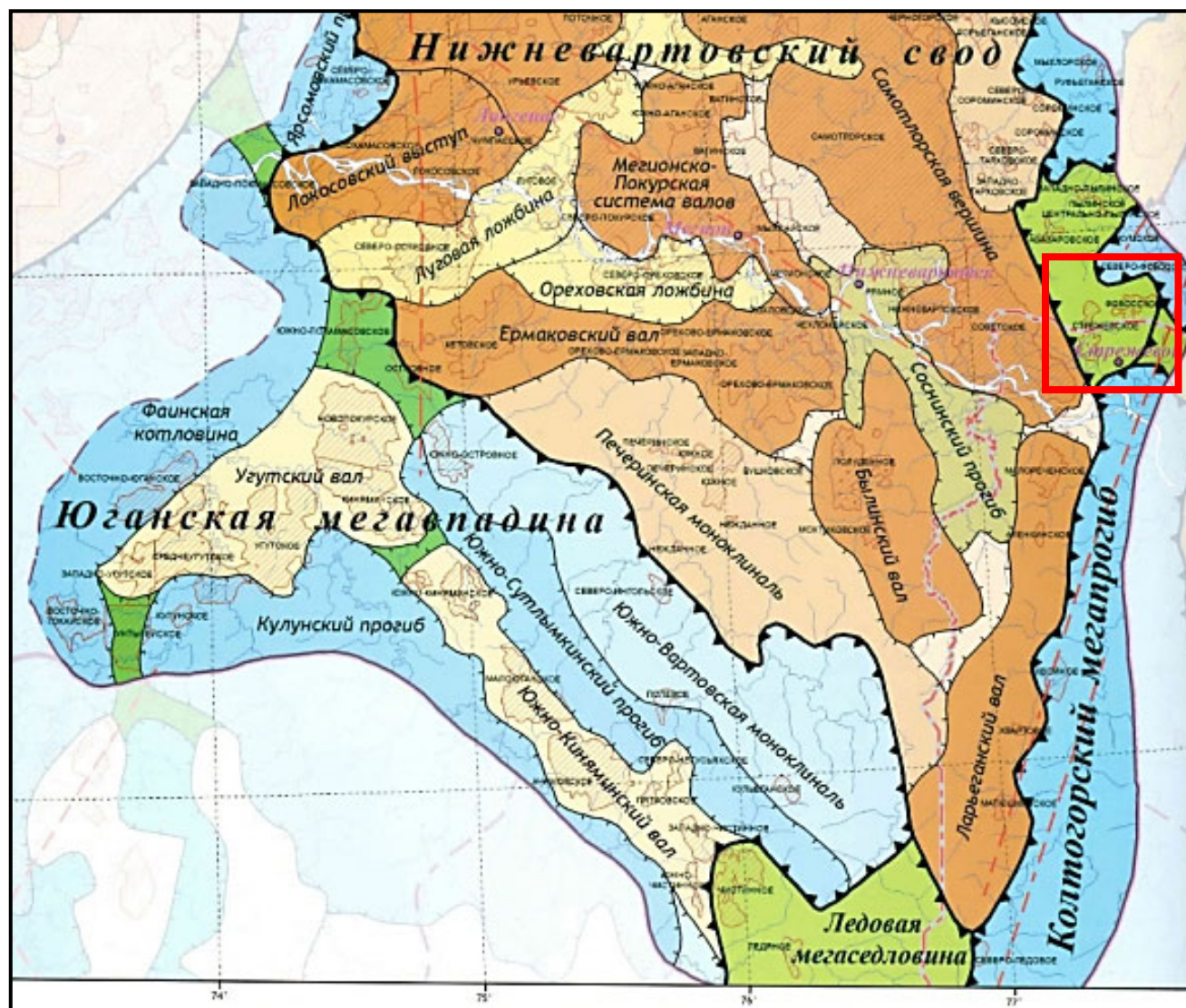


Рисунок 3.2 – Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (Шпильман В. И., 2013 г.)

Плотность наблюдения более современных, сохранившихся в цифровом виде, профильных данных МОГТ крайне неравномерная.

Максимальная плотность (около 2,05 пог.км/км²) была достигнута в северной и северо-восточной частях лицензионного участка, где сейсмические исследования проводили с/п 2/89-92 ПО «Томскнефтегеофизика» (г. Стрежевой), с/п 2/98-99 Томского геофизического треста (г. Колпашево) и с/п 20/99-00 ОАО «Сибнефтегеофизика» (г. Новосибирск). На остальной площади работ с/п 4-21/01-02 ОАО «Сибнефтегеофизика» были отработаны лишь слалом-профили МОГТ рекогносцировочного характера со средней плотностью менее 0,4 пог.км/км².

В качестве структурной основы для утверждённых в ГКЗ (ПЗ 2007 г.) подсчётных планов продуктивных пластов Советского месторождения были приняты структурные карты, построенные в рамках отчёта камеральной партии 12/01 ТГТ ОАО «ТНГГ» (г. Колпашево) (ответственный исполнитель - Берлин Г.И.), по основным отражающим горизонтам [1]. Эти структурные карты строились по результатам бурения и переинтерпретации всего имеющегося сейсмического материала, кроме с/п 4-21/01-02 ОАО «Сибнефтегеофизика». В том числе, использовались данные карт изохрон на бумажных носителях сейсмических съёмок МОВ и МОГТ, не сохранившихся в цифровом виде.

В рамках ПЗ (2007 г) в ОАО «ТомскНИПИнефть» базовые структурные карты подвергались дополнительной коррекции с учётом данных МОГТ-2Д с/п 4-21/01-02. На территории лицензионного участка Советского нефтяного месторождения с 2007 г. никаких сейсморазведочных исследований больше не выполнялось. Однако, проводилось эксплуатационное бурение и повторная инклинометрия гироскопом в наклонных скважинах старого фонда. По новым скважинным данным в

2013 г. и в 2015 г. была осуществлена оперативная переоценка запасов залежей ряда продуктивных пластов группы АВ.

При этом, в качестве структурной основы использовалась структурная карта по наиболее близкому в разрезе к основному объекту подсчёта АВ₁ отражающему горизонту М (подошва кошайской пачки). По мере получения новых данных бурения о глубинах залегания целевой границы эта структурная поверхность регулярно подвергалась мониторингу. Следует отметить, что наклонные скважины для структурных построений использовались не все, а лишь 50 % - те, по которым а.о. согласуются с данными скважин окружения и сейсморазведки (при наличии). Приоритет при этом отдавался скважинам с удлинением ствола до 25 м, скважинам с гироинклинометрией и относительно новым скважинам, обеспеченными измерениями цифровыми инклинометрами [2].

По работам прошлых лет в нижнемеловой толще выделялись линейные зоны сейсмической деструкции, которые отождествлялись с латеральными флюидоупорами. Эти зоны, при рассмотрении материалов ПЗ 2007 г Советского месторождения, были утверждены в ГКЗ в качестве экранирующих элементов. В контуре съёмки МОГТ-3Д находятся две таких зоны субмеридионального и субширотного простирания. В рамках подготовки структурной основы проводилось сопоставление пространственного положения выделенных по результатам интерпретации 3Д-сейсморазведки (ЦГЭ, 2005 г.) безамплитудных тектонических нарушений и принятых при ПЗ Советского месторождения зон сейсмической деструкции. Местоположение субширотной деструктивной зоны близко к протрассированному по данным МОГТ-3Д дизъюнктивному элементу и требует лишь незначительной коррекции. Меридиональная – находится на 1,5 км восточнее тектонического нарушения, прослеженного в ЦГЭ и приурочена к локальному прогибу, разделяющему Советское и Нижневартовское месторождения. Отметим, что в субмеридиональном

направлении, как тектоническое нарушение, так и деструктивная зона следятся одинаково неоднозначно и в одинаковой степени находят отражение в волновой картине временных разрезов (рисунок 3.3).

Советское нефтяное месторождение на уровне юрского структурного яруса связано с группой локальных поднятий (Медведевское, Советское, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Западное и другие), осложняющих центральную часть Соснинского вала. По структурной карте подошвы кошайской пачки (кровля продуктивного горизонта АВ₁) морфология поверхности существенно нивелируется, структурные элементы приобретают более изометричные формы. Их амплитуды при этом уменьшаются, в среднем, в 5-6 раз. Все выделяемые по юрским горизонтам локальные поднятия, кроме Южно-Медведевского, на уровне отражающей границы М сливаются по а.о. -1640 м в единую осложнённую малоамплитудными куполами приподнятую зону амплитудой 45 м и размерами, в пределах планшета, 20х33 км.

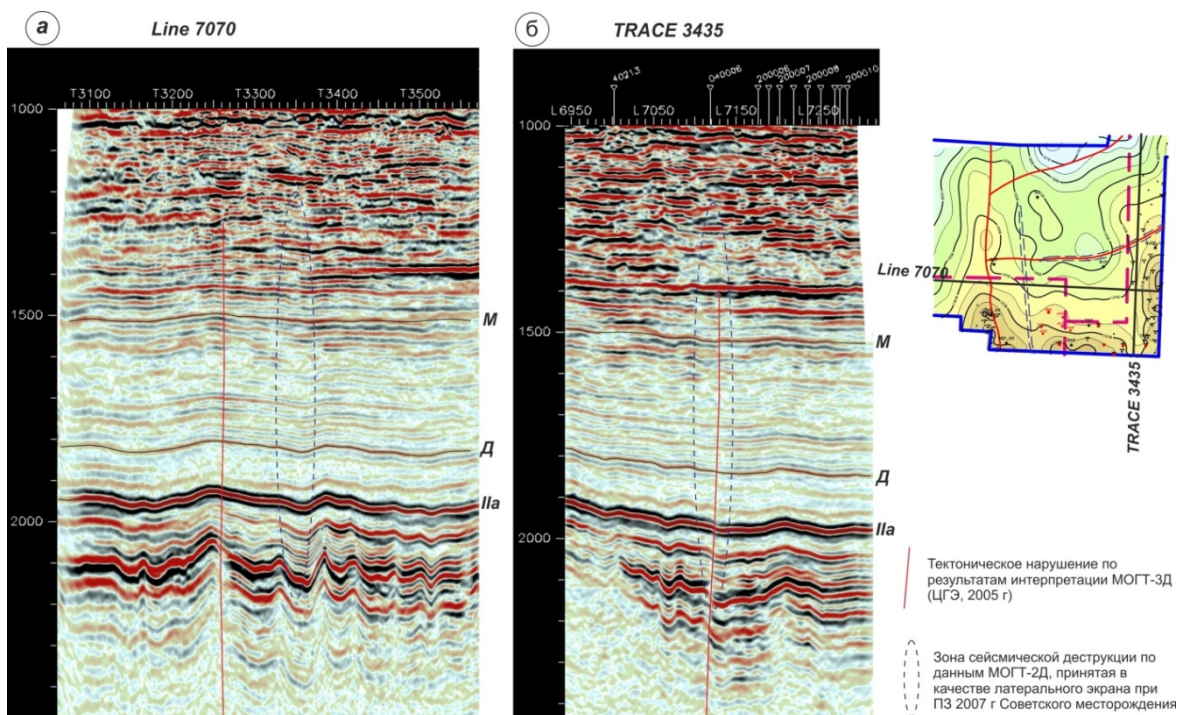


Рисунок 3.3 – Тектонические элементы субмеридиональной (а) и субширотной (б) ориентировок в волновой картине вертикальных временных срезов куба МОГТ-3Д

Южно-Медведевское поднятие, расположенное в юго-восточной части месторождения, по отражающему горизонту М замыкается по изогипсе 1650 м, амплитуда поднятия 15 м, размеры – 2,5х2,5 км.

Сопоставление структурных планов по кровле пласта АВ₁¹ и отчетных работ 2016 г по изогипсе -1640 м значительных изменений не выявило [3].

Месторождение в целом характеризуется низкой изученностью сейсморазведочными работами. В центральной части месторождения плотность профилей составляет менее 0,45 пог.км/км², в северной части менее 1,45 пог.км/км². Рекомендуемые инструкцией по сейсморазведке расстояния между профилями при поисковых работах 1-5 км, при детальных 0,2-1 км. На Советском месторождении среднее расстояние между профилями составляет 3,5 км, встречаются участки с расстоянием между профилями более 7 км. Основываясь на вышеизложенном, можно сделать следующие выводы:

- Плотность сети профилей очень низкая (менее 0,45 пог.км/км²), соответствует этапу региональных работ.

- Абсолютные погрешности структурных построений за пределами основного ковра бурения могут достигать значений более 20 м, что связано с большими невязками на пересечениях профилей в виду разнородности систем наблюдений и средств обработки.

- Низкая плотность сети профилей 2Д позволяет проводить трассирование разрывных нарушений в генерализированном виде, и только с привлечением карт углов наклона, азимутов.

- Использование данных 2Д для прогнозирования подсчетных параметров не рекомендуется. Можно отметить также, что прогноз коллекторских свойств пластов по данным 2Д сейсморазведки изначально не может быть эффективным, т.к. распределение динамических параметров по профилям в принципе является двумерным при трехмерной модели среды [4].

3.3. Нефтеносность

Границы Советского месторождения совмещаются с контуром нефтенасыщения продуктивного пласта АВ₁. Вскрытый разрез характеризуется широким диапазоном пластов (АВ₁-М) с нефтепроявлениями. Продуктивные отложения вскрыты в интервале глубин 1645 – 2700 м на всех амплитудно выраженных поднятиях, расположенных на территории месторождения.

Попластовое размещение зон нефтенасыщения определилось территориально избирательно: залежи М – Ю₂ приурочены к юго-восточной части площади (Медведевское поднятие), БВ₄ – БВ₆ - северо-западной (Северо-Западное поднятие, БВ₆ - Усть-Вахское поднятие), остальные 11 пластов (АВ₂ – БВ₈) продуктивны в пределах прицентральной части месторождения (Соснинского, Советского поднятия).

Горизонт АВ₁

Продуктивный горизонт АВ₁ стратиграфически относится к нижней пачке алымской свиты, вскрыт на глубинах 1645 – 1722 м, хорошо прослеживается, как по всей площади месторождения, так и за его пределами, промышленно нефтеносен на примыкающих Нижневартовском и Самотлорском месторождениях.

Залежь горизонта АВ₁ самая большая по площади и запасам на Советском месторождении. На основе изучения макростроения песчаных и глинистых тел, закономерностей их распределения по разрезу с соответствующими фильтрационно-емкостными характеристиками, в объеме горизонта (стратиграфически соответствующего подошве алымской свите) выделено 3 промышленно-нефтеносных объекта: АВ₁^{1+2А}, АВ₁^{2Б+3}, АВ₁⁴ отделяющихся друг от друга достаточно хорошо выдержанными глинистыми перемычками.

В соответствии с увеличением глинизации разреза снизу вверх, коллекторские свойства выше перечисленных пластов ухудшаются, что ведет к снижению его начальной нефтенасыщенности. При этом на величину нефтенасыщенности влияют как гипсометрическое положение коллекторов в объеме залежи, так и их фильтрационные свойства. При одинаковых коллекторских свойствах песчаники сводовых частей имеют большую величину нефтенасыщенности, чем в крыльевых зонах. В пластах, расположенных на одном гипсометрическом уровне, большая нефтенасыщенность соответствует зонам с улучшенными коллекторскими свойствами.

Эффективные нефтенасыщенные толщины горизонта AB_1 изменяются от 0,7 м до 33,7 м, составляют в среднем – 11,3 м, характеризуются высокой расчлененностью (до 22) в среднем 8,2, средняя толщина непроницаемого прослоя составляет 1,4 м. В связи с высокой глинистостью, средний коэффициент песчаности составляет всего 0,56 доли ед.

По материалам разведочных и вертикальных эксплуатационных скважин поверхность водонефтяного контакта для всех пластов горизонта AB_1 с учетом зон сейсмической деструкции представляется горизонтальной (единой), но ступенчатой: -1651 м - на Основной и Южной залежах, - 1657 м - на Усть-Вахском и -1636 м на Западном участках.

Вертикальная зональность в распределении флюидов (продукт-вода) также косвенно свидетельствует о наличии гидродинамической связи пластов и как следствие – единого водонефтяного контакта для всего горизонта AB_1 Советского месторождения.

Анализ по пластовой выработки запасов свидетельствует, что по фильтрационно-емкостным параметрам и продуктивности относительно повышенными показателями характеризуется нижняя часть разреза горизонта – пласты $AB_1^{2Б}$, AB_1^3 и AB_1^4 . Верхняя же часть разреза, представленная совокупностью пластов AB_1^1 и $AB_1^{2А}$ характеризуется

наибольшими остаточными запасами, что послужило основанием выделения в составе горизонта AB_1 самостоятельных объектов подсчета: AB_1^{1+2A} , AB_1^{2B+3} и AB_1^4 .

Границы залежей этих объектов определились на основе результатов опробования, эксплуатации, данных промыслово-геофизических исследований краевых скважин, а также структурных построений, выполненных Берлиным Г.И. в 2001 г. и подкорректированные в отделе сейсморазведки («ТомскНИПИнефть ВНК») с привлечением последних данных МОГТ с/п 4/01-02 ОАО «Сибнефтегеофизика» и выборочном использовании данных МОВ.

Пласт AB_1^{1+2A}

Продуктивные отложения объекта AB_1^{1+2A} представляют максимальную по площади и наиболее заглинизированную часть разреза, представленную частым переслаиванием слабонефтенасыщенного песчаника от серого до темно-серого, мелко- и тонкозернистого, слабосцементированного и глины темно-серой с песчано-алевритовой примесью, присутствующей в виде линз и прослоев.

Как коллектор пласт вскрыт 1656 скважинами в интервале глубин 1654 – 1688 м, в скважинах: №№ 5Р, 74Р, 256, 917, 1101, 1125, 1564, 1744, 1770, 1774 замещается непроницаемыми разностями пород и фактически является аналогом пласта AB_1^1 Нижневартовского месторождения, расположенного через неглубокий прогиб (8,0-12,0 м) к западу от Советского месторождения.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0,4 м до 16,5 м, составляют в среднем – 5,5 м, характеризуются высокой расчлененностью (до 9) в среднем 2,8, средний коэффициент песчанистости составляет всего 0,56 доли ед. Ограниченное число скважин, вскрывших водонефтяную (всего – 23 скв., из них только 6 - вертикальных) и водоносную (10 скв, из них – 7 вертикальных) части залежи, а также

недостаточная детальность сейсмических работ на юго-восточной и южной периклиналях структуры, предопределили некоторую схематичность структурных построений, а, следовательно, определенную условность проведения в плане контура нефтеносности.

В отложениях этого пласта выявлено четыре нефтяных залежи:

Пласт $AB_1^{2Б+3}$

В данном пласте выделены три залежи: первая залежь (основная) расположена в пределах Советского, Соснинского, Юго-Западного и Северо-Западного поднятий, вторая залежь находится в пределах Усть-Вахского участка и третья залежь находится на юге месторождения в районе разведочной скважины № 52Р.

Пласт $AB_1^{2Б+3}$ имеет повсеместное развитие на месторождении. Продуктивные отложения пласта по площади полностью перекрываются продуктивными отложениями $AB_1^{1+2А}$ и отделяются от них непроницаемым глинистым разделом составляющим в среднем – 1,2-1,5 м.

По керну пласт представлен частым переслаиванием нефтенасыщенных песчаников, алевролитов и глин.

Песчаники пласта мелко- и среднезернистые, плотные, средней крепости, слюдистые. Алевролиты - серые, крупно- и мелкозернистые, средней плотности, слюдистые, крепкие. Глины темно-серые, средней крепости, слюдистые, плотные, иногда встречаются редкие включения детрита.

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0,3 м до 18,4 м и составляют в среднем – 6,9 м.

Пласт AB_1^4

Нефтяная залежь пласта AB_1^4 от вышележащего AB_1^3 отделяется непроницаемым глинистым разделом, составляющим в среднем – 1,8 м. В 35 скважинах этот раздел отсутствует.

Анализ изменения эффективных толщин пласта АВ₁⁴ по площади, а также данные по описанию керна позволяют предположить, что продуктивные отложения, литологически представленные песчаниками мелко- и среднезернистыми, средней крепости, слабослюдистыми с включением обугленных растительных остатков, сформировались в активной гидродинамической обстановке - палеорусле.

Характерной особенностью пласта является то, что границы залежи практически не контролируются структурным планом, а зависят от распространения песчаных тел, их морфологии и коллекторских свойств. Геометрия залежи имеет сложную конфигурацию и представляется в виде полосы (шириной 1,2-7,3 км) преимущественно субмеридионального простирания. Из-за сравнительно невысоких эффективных толщин (0,3-9,6 м, в среднем – 2,6 м), даже незначительные погружения структурной поверхности обусловили наличие зон, где пласт АВ₁⁴ имеет водонасыщенную характеристику.

Значительная литологическая неоднородность пласта обусловила наличие (запечатанных) водоносных линз, расположенных гипсометрически выше установленного положения водонефтяного контакта (район скв. №№ 965, 1029, 107Р, 457 и др.).

Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0,4 м до 14,2 м и составляют в среднем – 2,3 м. Средний коэффициент песчанистости составляет 0,71 доли ед., коэффициент расчлененности - 1,5.

В этой связи на месторождении выделяется 37 залежей нефти, из них 2 залежи имеют значительные размеры, остальные 35 залежей распределены на площади неравномерно и имеют небольшие размеры.

По типу все залежи пласта АВ₁⁴ - структурно-литологические, имеют незначительную ширину водонефтяных зон, изменяющихся в широком диапазоне от 0,3 до 4,0 км, составляющих в сумме 34 % от всей площади нефтеносности.

Пласт AB_1^4 отдельно опробован только в 76 скважинах, начальные дебиты нефти на фонтане изменяются от 0,3 до 140 т/сут, мехспособом – 1,2-90,6 т/сут. В 56 скважинах пласт эксплуатируется совместно с вышележащими пластами и в 2 скважинах - совместно с нижележащим пластом AB_2 .

Горизонт AB_2

Продуктивный горизонт AB_2 залегает ниже по разрезу. Из-за большой литологической неоднородности и наличия изолированных нефтенасыщенных и водонасыщенных линз поверхность водонефтяного контакта имеет сложный характер.

В верхней части разреза - это, как правило, монолитный песчаник, формирование которого происходило с более интенсивным поступлением обломочного материала. Выделены участки слияния данного пласта с вышележащим пластом AB_1^4 , которые расположены на северо-востоке и севере Советского поднятия и на севере Соснинского поднятия.

В нижней части пласта отмечаются отдельные линзы с разным характером насыщения, в связи с этим горизонт разделен на три пласта.

В составе горизонта AB_2 выделены три песчаных пласта: AB_2^1 , AB_2^2 , AB_2^3 , в каждом из которых выявлены залежи нефти. Так, в пласте AB_2^1 выявлено шесть залежей нефти, в пласте AB_2^2 – девять залежей и в пласте AB_2^3 выявлено три залежи нефти.

Пласт AB_2^1

Залежи пласта AB_2^1 распространены в пределах Соснинского, Советского и Медведевского поднятий.

Продуктивные отложения пласта AB_2^1 вскрыты на глубине 1676-1788 м. Общие толщины изменяются в пределах от 0,7 до 15,8 м, при среднем значении 4,0 м. Среднее значение нефтенасыщенной толщины составило 2,1 м. Средний коэффициент песчанистости составляет - 0,76 доли ед., коэффициент расчлененности – 1,5.

Пласт АВ₂²

Залежи распространены в пределах Соснинского и Советского поднятий, всего выделено девять залежей.

Продуктивные отложения пласта вскрыты на глубине 1686-1788 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 0,2 м до 7,6 м и составляют в среднем – 1,6 м. Средний коэффициент песчанистости составляет - 0,52 доли ед., коэффициент расчлененности – 2,1.

Пласт АВ₂³

Продуктивные отложения вскрыты на глубине 1693-1799 м. К данному пласту приурочены три залежи нефти.

Горизонт АВ₃

Продуктивный горизонт АВ₃ приурочен к отложениям верхневартовской подсвиты, литологически представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Песчаники светло-серые, мелко- и крупнозернистые, плотные, средне-цементированные с редкими включениями растительных остатков.

Алевролиты серые, средней крепости, плотные, слюдистые, слабо известковистые.

Глины буровато-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, средней крепости с зеркалами скольжения.

Как по площади, так и по разрезу пласт литологически неоднороден. В его составе выделяются три пропластка, два из которых гидродинамически связаны и объединены в пласт АВ₃¹, в подошве которого, через хорошо выдержанный глинистый раздел в среднем 5,6 м залегает третий пропласток - именуемый пластом АВ₃².

Пласт АВ₃¹

По пласту АВ₃¹ выявлены 4 нефтяные залежи. Две залежи выявлены на Соснинском, одна - на Советском поднятиях и одна - в зоне их сочленения.

Общая толщина пласта изменяется от 10,3 до 33,2 м, нефтенасыщенная – от 0,6 до 17,8 м.

Пласт АВ₃²

В отложениях пласта АВ₃² имеют место отдельные скважины, в разрезе которых песчаные пропластки АВ₃² нефтенасыщены, при этом необходимо отметить, что этот фактор не контролируется структурным планом, а вызван выклиниванием либо фациальным замещением этих пропластков.

Общая толщина изменяется в интервале от 2,2 м до 12,9 м, составляя в среднем 4,8 м. Нефтенасыщенная соответственно 0,8 – 7,0 м, при среднем значении 1,6. Пласт АВ₃² промышленно нефтеносен на Соснинском и Советском поднятиях.

На Соснинском поднятии выделено две залежи – Северо-Западная и Центральная и одна на юге Советского поднятия – Восточная. В силу высокой литологической неоднородности пласта, все выделенные залежи – пластовые, литологически ограниченные.

Пласт АВ₄

Пласт АВ₄ приурочен к отложениям верхневартовской подсвиты.

Первые нефтепроявления в виде незначительного притока нефти с водой были отмечены в скважине 4Р при первичном подсчете запасов (1970 г.)

В процессе эксплуатационного бурения в пределах Северо-Советского, Советского и Соснинского поднятий пласт вскрыт на глубинах 1742-1798 м и представлен как монолитным песчаником, так и частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Всего выявлено пять залежей нефти: основная, северная, южная, залежь в районе скважин 243, 1907 и залежь в районе скважины 174.

По типу все залежи пластовые сводовые, водоплавающие, литологически ограниченные плотными разностями в северо-восточной,

северной частях Соснинского поднятий и в центральной части Советского поднятия.

Причем следует отметить, что экраном для этих залежей служат как отложения, представленные непроницаемыми породами (неколлекторы), так и отложениями представленные частым переслаиванием маломощных песчаников с глинистыми разностями (возможно разнофациальными отложениями).

Эффективная толщина пласта колеблется от 0,9 м до 28,0 м, нефтенасыщенная толщина от 0,9 м до 13,2 м.

Пласт АВ₆

Пласт АВ₆ стратиграфически приурочен к отложениям верхневартовской свиты. Залежь в этом пласте открыта на Советском поднятии и северо-восточном крыле Соснинского поднятия.

Пласт вскрыт в интервале глубин 1813-1884 м, как коллектор имеет повсеместное распространение. Общая толщина пласта изменяется от 3,1 м до 29,3 м. Эффективные толщины изменяются в интервале от 0,5 м до 28,1 м, нефтенасыщенные - от 1,5 м до 14,9.

Наибольшие значения эффективных толщин приурочены к сводовым частям поднятий.

В пределах распространения пласта АВ₆ выделены 4 залежи нефти со своими водонефтяными контактами.

Пласт АВ₇

Залежь пласта АВ₇ стратиграфически приурочена к отложениям верхневартовской свиты. В пределах месторождения продуктивные отложения пласта АВ₇ вскрыты в интервале глубин 1827,6-1887,9 м.

По данным бурения разведочных и эксплуатационных скважин пласт АВ₇ характеризуется эффективными толщинами - от 0,6 до 21,4 м, в единичных скважинах 3591, 252 пласт полностью замещается непроницаемыми плотными глинистыми разностями пород. Пласт

представлен двумя песчаными пропластками, имеющими сложное литологическое строение.

Залежи нефти пласта АВ₇ установлены в пределах Советского и Соснинского поднятий. Всего выявлено четыре залежи - три из них небольших размеров.

Пласт АВ₈⁰

Пласт приурочен к отложениям верхневартовской свиты Советского поднятия, вскрыт на глубинах 1876-1883 м.

Литологически представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Эффективные толщины пласта изменяются от 0,5 м до 14,3 м; нефтенасыщенные - 0,4 -4,9 м. С этим пластом связаны четыре залежи нефти.

Пласт АВ₈¹

Пласт приурочен к отложениям верхневартовской свиты, литологически представлен либо однородными песчаниками, либо переслаиванием песчано-глинистых пород, вскрыт на глубинах 1938-1952м.

По мере эксплуатационного разбуривания месторождения по результатам бурения 604 скважин, вскрывших пласт АВ₈¹, установлено, что нефтяная залежь приурочена только к югу Советского поднятия.

Эффективная толщина пласта изменяется от 0,6 до 16,9 м, нефтенасыщенная – от 0,4 до 4,7 м. В районе скважин 3591, 252, 1461, 1730, 108Р, 108, 296 пласт замещается плотными глинистыми разностями.

Скважины, вскрывшие межконтурную часть залежи, практически отсутствуют. Раздел нефть-вода вскрыт только в двух скважинах 588 и 1471.

Граница нефтяной залежи контролируется контуром нефтеносности, установленным на а.о.-1836 – -1837 м, соответствующем подошве нефтенасыщенной части пласта в скважинах 500Р, 283, 275, 559, 588, 619Р и кровле водонасыщенной части в скважине 27Р.

Пласт БВ₀

Всего по данному пласту выявлены четыре залежи (залежь Соснинско- Советского поднятия условна разделена на две залежи –Вторую и Четвертую).

По площади пласт неоднородный, часто замещается непроницаемыми разностями, по разрезу можно проследить от 1 до 6 проницаемых слоев толщиной от 0,5 м до 1,2 м.

Пласт БВ₀ вскрыт на глубинах 1830,5 – 1910,7 м, в среднем на глубине 1855 м.

Литологически представлен однородным довольно хорошо выдержанным песчаником, общая толщина которого изменяется от 0,6 м (скв.3578) до 11,8 м (скв.1738), в среднем составляет – 4,1 м. Средняя эффективная толщина составляет 2,4 м, изменяется от 0,5 до 10,2 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,6 до 10,2 м, в среднем составляют 2,5 м.

Пласт БВ₁

Пласт БВ₁ отделяется от нижележащего пласта глинистой перемычкой, толщина которой составляет 1,2-2,0 м.

Общая толщина пласта БВ₁ в среднем составляет 25,9 м изменяется от 12,7 м до 35,9 м.

Пласт БВ₁ вскрыт на глубинах 1840,5-1942,3 м. Литологически пласт представлен чередованием песчаных, алевроитовых и глинистых разностей с явно выраженным опесчаниванием в юго-восточном направлении Соснинского поднятия.

По площади пласт неоднородный, часто замещается непроницаемыми разностями, по разрезу можно проследить от 1 до 16 проницаемых прослоев толщиной от 0,5 м до 1,0 м.

По пласту БВ₁ средняя эффективная толщина составляет 10,1 м, изменяется от 0,4 м до 24,3 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 м до 12,8 м.

Всего в данном пласте открыто четыре залежи.

Пласт БВ₂

Пласт БВ₂, приуроченный к отложениям вартовской свиты, вскрыт на глубинах 1933-1951 м. Литологически представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с характерным опесчаниванием разреза в северо-западном направлении (север Советского поднятия, район скв.33Р).

По разрезу пласт неоднородный, часто замещается непроницаемыми разностями, т. е. фактически в глинистой толще присутствуют несвязанные друг с другом песчаные линзы.

По разрезу можно проследить от 1 до 11 проницаемых прослоев толщиной от 0,4 м до 12 м.

Общая толщина пласта изменяется от 11,7 м до 24,8 м, в среднем составляет 18,0 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0,4 до 19,7 м в среднем составляет 8,5 м.

Нефтеносность выявлена на Соснинском и Советском поднятиях.

При опробовании пласта в восьми скважинах начальные дебиты нефти изменяются от 0,1-28,8 т/сут при обводненности от 50 до 99 %.

Значительная литологическая неоднородность и независимость насыщения от гипсометрии пласта явились причиной проведения более детальной корреляции. В результате пласт БВ₂ разбит на два пропластка БВ₂² и БВ₂¹, разделенных друг от друга глинистой перемычкой средней толщины 3,3 м.

Пласт БВ₂¹

Нефтеносность пласта БВ₂¹ выявлена только на южном куполе Советского поднятия, всего по данному пласту выделено три залежи.

Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 до 16,2 м в среднем составляет 2,8 м, нефтенасыщенная изменяется от 0,8 до 4,9 м в среднем составляет 1,7 м.

Данными опробования пласт не охарактеризован.

Пласт БВ₂²

Нефтеносность пласта БВ₂² выявлена на Соснинском и Советском поднятиях.

Пласт имеет линзовидное строение.

Общая толщина пласта изменяется от 4,8 м до 20,9 м, в среднем составляет 13,9 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,4 до 19,6 м в среднем составляет 6,5 м, нефтенасыщенная изменяется от 1,0 до 6,0 м в среднем составляет 2,2 м.

Всего выделено четыре залежи, одна - на Соснинском и три - на Советском поднятиях.

Пласт БВ₃

Пласт приурочен к отложениям вартовской свиты, вскрыт на глубинах 1936-1967 м. Зона наибольших толщин данного пласта отмечается в центральной и, главным образом, в юго-западной части месторождения в пределах Советского поднятия.

Общая толщина в среднем составляет 26,3 м, изменяется от 13,4 м до 34,5 м. Средняя эффективная толщина пласта составляет 12,3 м, изменяется от 1,2 м до 25,8 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,3 м, интервал изменения 0,7 до 14,3 м.

Следует отметить, что песчанистость пласта увеличивается в западном направлении, захватывая залежь на Юго-Западном поднятии.

По площади пласт неоднородный, часто замещается непроницаемыми разностями, по разрезу можно проследить от 1 до 12 проницаемых прослоев толщиной от 0,2 до 18,2 м.

Промышленно нефтеносен пласт на Юго-Западном, Соснинском и Советском поднятиях. Всего выделено четыре залежи.

Пласт БВ₄

Залежь пласта БВ₄ приурочена к отложениям нижневартовской свиты.

Промышленная залежь установлена лишь в пределах Северо-Западного поднятия.

Пласт вскрыт на глубине 1990-2032 м. Литологически представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Общая толщина пласта изменяется от 12,7 до 21,2 м, нефтенасыщенная от 1,9 до 10,5 м.

Для обоснования водонефтяного контакта рассмотрены промыслово-геофизические материалы и результаты опробования вертикальных и близких к вертикальным скважинах (с удлинением до 4 м).

По данным промыслово-геофизическим исследованиям скважин 41Р и 74Р водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке **-1970 м**.

Абсолютная отметка водонефтяного контакта принималась либо по подошве нефтенасыщенной части пласта, либо по кровле водонасыщенной части.

При опробовании всех скважин получены притоки нефти с небольшим количеством воды, причиной чего, по-видимому, является наличие в поровом пространстве свободной воды. Дебиты нефти составили от 10 до 111 т/сут, воды 1,1-7,2 т/сут на 8,мм штуцере.

По типу залежь пластовая сводовая. Размеры 2,7х7,0 км, высота около 32 м.

Пласт БВ₅

Пласт БВ₅ приурочен к отложениям нижневартовской подсвиты. Залежь нефти установлена в пределах Северо-Западного поднятия.

Глубина залегания пласта изменяется от 2001,7 м до 2015,0 м. В районе нефтяной залежи пласт БВ₅ разбит на два пропластка (два объекта подсчета запасов) БВ₅¹ и БВ₅², разделенных друг от друга выдержанной глинистой перемычкой, средняя толщина которой составляет - 1,4 м.

Залежи пластов БВ₅¹ и БВ₅² представляют единый объект разработки в связи с тем, что добыча в скважинах 1522, 1717, 1759, 1724 ведется

совместно. При опробовании пластов в этих скважинах полученные промышленные притоки нефти с водой составили от 6,4 т/сут на ЭЦН (скв. 1724) до 123,2 т/сут на фонтане (скв. 1522).

Пласт БВ₅¹ разделена на две залежи.

Общая толщина пласта изменяется от 0,7 до 24,0 м, нефтенасыщенная от 0,8 до 4,0 м.

Пласт БВ₅² также разделена на две залежи.

Общая толщина изменяется от 12,5 м до 19,8 м, в среднем составляет 15,2 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 0,7 м до 21,5 м, среднее значение составляет 9,4 м. Нефтенасыщенные толщины пласта незначительны, изменяются от 0,4 до 9,8 м, в среднем составляют – 3,7 м.

Пласт БВ₆

Продуктивный пласт БВ₆ приурочен к отложениям нижневартовской свиты.

Продуктивной является только верхняя часть пласта, с которой связаны залежи развитые на Северо-Западном и Усть-Вахском поднятиях.

Промышленная нефтеносность пласта доказана опробованием разведочных и эксплуатационных скважин (скв. 35Р, 94Р, 1060, 1087, 1502, 1714, 1724, 1758, 1759, 1765, 1789, 1791, 2260, 3521, 3526).

Литологически пласт представлен в верхней части песчаниками более однородными, в нижней части переслаиванием песчано-алеврито-аргиллитовых пород. Количество проницаемых прослоев толщиной 0,6-3,9 м колеблется от 2 до 13.

Общая толщина в среднем составляет 16,4 м, изменяется от 8,5 м до 43,1 м. Средняя эффективная толщина пласта БВ₃ составляет 17,0 м, изменяется от 5,6 м до 30,0 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,1 м, интервал изменения 0,7 до 7,9 м.

К данному пласту приурочены три залежи нефти.

Пласт БВ₈

Пласт БВ₈ приурочен к отложениям мегионской свиты, является вторым по значимости после горизонта АВ₁ продуктивным пластом Советского месторождения. Повсеместно распространен на территории месторождения и за его пределами (рисунок 3.4).

Промышленная нефтеносность отмечается на Соснинском, Советском и Юго-Западном поднятиях.

При этом на Соснинском и Советском поднятиях имеет место единая залежь и является «Основной».

На Юго-Западном куполе имеет место обособленная залежь небольших размеров.

Геологическое строение залежей изучено довольно полно бурением как разведочных, так и эксплуатационных скважин (рисунок 3.5).

Как правило, пласт БВ₈ представлен мелко-среднезернистым песчаником с включениями маломощных плотных пропластков (от 0,4 до 1,2 м) в нижней части пласта, реже представлен неоднородным песчаником с прослоями алевролита-аргиллитовых пород (рисунок 3.6). Количество проницаемых прослоев толщиной от 0,2 м до 11,0 м колеблется от 1 до 9. Эффективные толщины коллекторов изменяются от 1,6 до 21,1 м, нефтенасыщенные от 1,4 до 16,7 м.

Начальные дебиты нефти составили 107-163 т/сут на 8 мм штуцере при депрессиях на пласт 9,3–27 атм.

Начальное пластовое давление равно 21,56-21,90 МПа, пластовая температура 68 – 72,5 °С.

На Основной залежи водонефтяной контакт определен по результатам промыслово-геофизических исследований и опробованию вертикальных или близких к вертикальным скважинам на абсолютной отметке **-2127 м**.

Следует отметить, что между нефтенасыщенной частью пласта и водонасыщенной, как правило, находится плотный пропласток толщиной 0,9-1,2 м.



Рисунок 3.4 – Схема расположения скважин Советского месторождения с нанесенной линией разреза I-I и подсчетным планом пласта БВ₈

Водонефтяной контакт принимается либо по подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка (скважины 200, 231, 309, 23Р), либо по кровле верхнего водонасыщенного пропластка (скважины 102, 140, 152, 2Р, 20Р, 21Р, 33Р).

В отдельных вертикальных скважинах отмечается понижение (скв. 151, 22Р – в среднем на 1,2 м) или повышение (скв. 2Р – на 1,3 м) уровня водонефтяного контакта, что может быть связано с точностью инклинометра или с локальными изменениями коллекторских свойств пласта.

Залежь пластовая сводовая (рисунок 3.5), экранированная в районе скважин 221 и 56Р зонами деструкции юго-восточного и северо-восточного направления.

Размеры этой залежи составляют 14х8-12 км, высота залежи 52 м.

Юго-западная залежь в районе скважины 37Р характеризуется небольшими размерами.

Водонефтяной контакт этой залежи принят условно по данным промыслово-геофизических исследований на абсолютной отметке **-2142 м**, соответствующей подошве нижнего нефтенасыщенного пропластка в скважинах 37Р, 80Р, 1092.

По типу залежь в районе скважины 37Р – пластовая сводовая, с северо-востока экранированная зоной деструкции северо-восточного направления. Размеры залежи 3,5х3,4 км. Высота залежи 18 м.

Пласт Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ приурочен к кровле горизонта Ю₁ васюганской свиты, прослеживается повсеместно на всей территории Советского месторождения. Промышленно нефтеносным является только на Медведевском поднятии.

Пласт вскрыт на глубинах 2448-2452 м, литологически представлен песчаниками с маломощными прослоями аргиллитов. Общая толщина пласта изменяется от 0,6 до 7,7 м, эффективная часть пласта изменяется от 0,6 до 12,7 м, нефтенасыщенная толщина от 0,6 до 5,3 м.

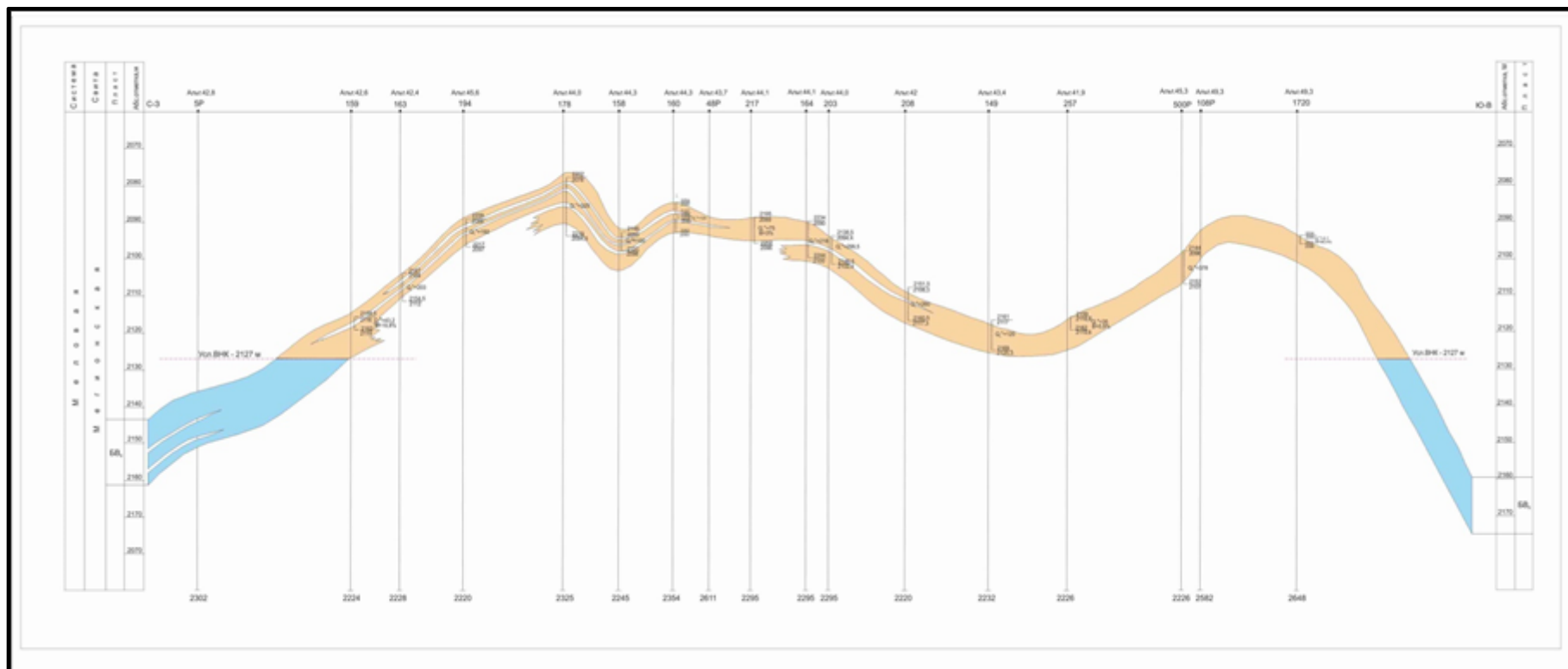


Рисунок 3.5 – Геологический разрез отложений мегийонской свиты по линии скважин I–I Советского месторождения

При опробовании большинства скважин получены безводные притоки нефти дебитами от 31 т/сут (скв.1675) до 102,3 т/сут. (скв. 442) на 8 мм штуцере. Исключение составляют скважины 407, 432, 449, 453, 1667, 1751, 1753, 3504 и 3505, в которых появление в продукции воды (при высоких значениях нефтенасыщенности) предположительно связано с заколонными перетоками.

Положение водонефтяного контакта принято условно на абсолютной отметке - **2452 м** – это средняя отметка подошвы нефтенасыщенной части в скважине 476 (абс.отм. -2446,4 м) и кровли водонасыщенной части в скважине 8Р (абс.отм. -2457,6 м).

При испытании пласта Ю₁¹ в скважине 476 на глубине 2495-2497,5 м (абс.отм. - 2443,7 – -2446,3 м) получен приток безводной нефти дебитом Qн-9,7 м/сут на фонтане.

По типу залежь пластовая сводовая, ограниченная зоной замещения песчаников глинистыми разностями в северо-западной и юго-восточной частях Медведевского поднятия. Размеры залежи 3х4 км, высота – 52 м.

Пласт Ю₂

Пласт Ю₂, приуроченный к кровле тюменских отложений, является продуктивным только в пределах Медведевского поднятия.

Пласт вскрыт на глубине 2520-2564 м, литологически представлен частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов общей толщиной от 6,4 до 25,8 м. Нефтяная залежь разделяется на две - центральную, приуроченную к сводовой части поднятия, и южную, расположенную на южной периклинали Медведевского поднятия зоной глинизации, проходящей в северо-восточном направлении (скв. 449, 432, 1752, 451, 1749, 442, 3502, 3506, 1145 и 1675).

Эффективные и нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 1,4 до 15,1 м, достигая максимальных значений в сводовой части поднятия.

Водонефтяной контакт на залежах не вскрыт, а принят условно по подошве нефтенасыщенной части пласта скважины 7Р на абсолютной отметке **-2487 м.**

Пласт опробован практически во всех скважинах (за исключением скважины 479). Начальные безводные дебиты нефти, в зависимости от вскрытых нефтенасыщенных толщин, изменяются от 0,3 т/сут (скв. 406) до 30,5 т/сут (скв. 1669). Самый низкий дебит нефти на фонтане отмечается в скважине 7Р - 5,4 т/сут при опробовании интервала 2521-2528 м (абс.отм.-2476,4 – -2483,4 м).

По типу залежи пластовые сводовые, литологически ограниченные.

Размеры центральной залежи составляют 1,3х1,8 км, высота – 30 м.

Размеры южной залежи – 1,4х0,9 км, высота составляет 8,0 м

Пласт M_{0-1}

Залежь нефти в доюрском комплексе отложений (пласт М), выявлены только на Медведевском поднятии. На структурном плане Медведевское поднятие представляет собой антиклинальную складку северо-западного простирания, ограниченную с запада и востока разрывными нарушениями.

Верхний пласт M_0 представляет кору выветривания, связанную с зоной дезинтеграции известняков и сланцев. Нижний пласт M_1 относится к слаботрещинистым породам фундамента. Пласты M_0 и M_1 гидродинамически связаны. Выявлена одна залежь нефти, по типу массивная, литологически экранированная, размеры в плане составляют 1,5х2,2 км, высота – 46 м.

Лабораторных исследований по определению ФЕС коллекторов на керне не проводилось.

Для проектирования приняты параметры ФЕС определенные по ГИС: проницаемость $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость 0,9 %, нефтенасыщенность 81,4 %.

Общая характеристика залежей Советского месторождения представлена в таблице 3.1 [4].

Таблица 3.1 – Общая характеристика залежей Советского месторождения

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс. м ²	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
AB_I^{1+2a}	1 (Основная)	Пластовая сводовая	35x16	467538	-1558.3 - -1650.2/ 1644.8 - 2166.8	-1651	50
	2 (север, Усть-Вахская)	Пластовая сводовая экранированная	10.3x5.4	46647	-1633.8 - -1656.2/ 1686.8 - 1265.2	-1657	12
	3 (район скв.51Р)	Пластовая сводовая экранированная	4.8x1.7	8305	-1622.8/1664.5	-1636	10
	4 (район скв.52Р)	Пластовая сводовая	2.7x2.4	4531	-1636.2/1680.1	-1651	12
AB_I^{2a+3}	1 (Основная)	Пластовая сводовая	30.1x14.2	379115	-1568.4 - -1650/ 1658.2 - 2166.0	-1651	39
	2 (север, Усть-Вахская)	Пластовая сводовая	3.9x3.5	6716	-1649.2 - -1656.2/ 1695.7 - 2266.7	-1657	4
	3 (район скв.52Р)	Пластовая сводовая	0.7x0.6	294	-1648.8/1692.8	-1651	4
AB_I^4	1 (Основная)	Структурная, литологически экранированная	20x6	57525	-1586.4 - -1650.3/ 1817.6 - 2156.0	-1651	20
	2 (район скв.306)	Пластовая литологически ограниченная	1.5x1.1	2081	-1635.1 - -1648.4/ 1679.6 - 1990.6	-1651	5
	3(район скв.327)	Пластовая литологически ограниченная	0.4x0.4	109	-1644.1/1687.3	-1651	5
	4 (район скв.890)	Пластовая литологически ограниченная	1.4x0.6	778	-1641.7 - -1646.4/ 1879.0 - 1894.0	-1651	10
	5 (район скв. 1019, 1022, 920)	Пластовая литологически ограниченная	7x0.5-2.5	7367	-1634.8 - -1650.6/ 1701.0 - 2132.0	-1651	10
	6 (район скв.960)	Пластовая литологически ограниченная	2.8x2.3	2519	-1630.5 - -1649.6/ 1719.0 - 2013.4	-1651	9
	7 (район скв.733)	Пластовая литологически ограниченная	1.3x0.9	704	-1646.5/1690.8	-1651	4
	8 (район скв.804)	Пластовая литологически ограниченная	1.7x0.9	1050	-1647.8 - -1649.5/ 1722.6 - 1993.2	-1651	3
	9 (район скв.761, 19Р и 762)	Пластовая водоплавающая литологически ограниченная	1.3x0.7	534	-1638.1 - -1646.6/ 1684.7 - 1928.2	-1651	5

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс. м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
AB _I ⁴	10 (район скв.1551)	Пластовая литологически ограниченная	0.8х0.5	423	-1650.3/1913.7	-1651.5	1
	11 (район скв. 660, 392)	Пластовая литологически ограниченная	3.0х0.7	1453	-1631.4 - -1649.8/ 1694.3 - 2031.3	-1651	5
	12 (район скв. 1656, 532)	Пластовая литологически ограниченная	1.3х0.7	750	-1637.3 - -1649.3/ 1696.7 - 1967.8	-1651	6
	13 (район скв. 483, 1125)	Пластовая литологически ограниченная	0.5х0.8	309	-1643.3 - -1646.9/ 1791.2 - 1817.3	-1651	7
	14 (район скв. 498)	Пластовая литологически ограниченная	0.9х0.2	214	-1651.9/1740.4	-1654	2
	15 (район скв. 1660)	Пластовая литологически ограниченная	0.2х0.2	22	-1646.8/1791.9	-1651	4
	16 (район скв. 451)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.6х0.5	279	-1641.5/1848.6	-1651	3
	17 (район скв. 440)	Пластовая литологически ограниченная	0.5х0.4	165	-1653.3/1900.0	-1654	1
	18 (район скв. 3507)	Пластовая литологически ограниченная	0.2х0.2	37	-1648.4/1903.0	-1651	1.5
	19 (район скв. 2012, 2413)	Пластовая литологически ограниченная	0.8х0.4	272	-1616.9/1988.2	-1651	3
	20 (район скв. 1015, 2421)	Пластовая литологически ограниченная	1.0х0.6	443	-1639.9 - -1646.0/ 1886.0 - 2108.5	-1651	10
	21 (район скв. 1013, 1762)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.7х0.6	330	-1636.3 - -1642.0/ 1799.1 - 1914.9	-1651	15
	22 (район скв. 1026)	Пластовая литологически ограниченная	1.3х0.8	744	-1644.4/1972.2	-1651	6
	23 (район скв. 1542)	Пластовая литологически ограниченная	0.7х0.7	327	-1647.3/1851	-1651	2
	24 (район скв. 1536)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.5х0.4	160	-1645.5/1944.7	-1651	2
	25 (район скв. 74Р)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.5х0.4	159	-1649.1/1697.7	-1651	1
	26 (район скв. 824)	Пластовая литологически ограниченная	1.8х0.4	869	-1646.8/1945.0	-1651	2
	27 (район скв. 115Р)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.5х0.4	182	-1637.8/1687.6	-1651	1

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс. м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
AB ₁ ⁴	28 (район скв. 1536)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.6х0.6	208	-1644.4/1821.8	-1651	5
	29 (район скв. 715_2)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.5х0.4	164	-1641.5/1822.4	-1651	5
	30 (район скв. 1484)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.2х0.2	43	-1625.6/1758.5	-1651	4
	31 (район скв. 1844)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.2х0.2	27	-1627.7/1841.5	-1651	3
	32 (район скв. 1879, 196)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.6х0.3	159	-1635.5 - -1642.4/ 1686.1 - 1903.4	-1651	8
	33 (район скв. 109Р, 369)	Пластовая литологически ограниченная	0.7х0.5	226	-1646.4 - -1650.6/ 1694.1 - 1694.9	-1651	5
	34 (район скв. 205)	Пластовая литологически ограниченная	0.5х0.3	152	-1645.6/1731.2	-1651	3
	35 (район скв. 3590)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.3х0.3	58	-1637.8/1860.8	-1651	1
	36 (район скв. 652)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.2х0.2	38	-1640.3/1782.6	-1651	1
	37 (район скв. 1778)	Пластовая, водоплавающая, литологически ограниченная	0.2х0.2	33	-1642.5/1940.0	-1651	1
AB ₂ ¹	1 (район скв. 1Р, 48Р)	Сводовая, литологически экранированная	8.6х4.0	24424	-1625.1 - -1652.6/ 1676.4 - 2219.3	-1653	25
	1а (район скв. 1859)	Сводовая, литологически экранированная	1.3х0.7	638	-1643.0/1718.9	-1650	5
	2 (район скв. 17Р, 33Р, 59Р)	Сводовая, литологически экранированная	5.5х2	9046	-1639.4 - -1654.4/ 1690.7 - 2028.0	-1656	9
	3 (район скв. 27Р)	Сводовая, литологически экранированная	4.1х2.2	5755	-1629.6 - -1650.6/ 1687.2 - 2109.4	-1651	6
	4 (район скв. 209)	Сводовая, литологически экранированная	2.2х1.4	3280	-1643.7 - -1657.5/ 1697.8 - 1948.4	-1658	4
	5 (район скв. 7Р)	Сводовая, литологически экранированная	2х1	2189	-1646.8 - -1652.7/ 1714.4 - 1937.6	-1653	4

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс. м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
AB ₂ ²	1 (район скв.1Р)	Структурная, литологически экранированная	5.5х0.6-2	5109	-1633.6 - -1654.3/ 1686.4 - 2228.9	-1653	11
	2 (район скв.1612)	Структурная, литологически экранированная	0.4х0.5	15	-1648.5/1965.8	-1653	11
	3 (район скв.205)	Структурная, литологически экранированная	1.3х0.9	900	-1648.4 - -1657.2/ 1694.1 - 1743.8	-1657	7
	4 (район скв.210)	Структурная, литологически экранированная	0.5х0.3	213	-1655.9/1669.2	-1657	4
	5 (район скв.222)	Структурная, литологически экранированная	1.6х2	639	-1646.4 - -1656.8/ 1696.2 - 2015.4	-1658	8
	6 (район скв.27Р, 295)	Структурная, литологически экранированная	2.7х0.7- 1.3	1925	-1639.8 - -1659.4/ 1694.2 - 2080.8	-1655	5
	7 (район скв.500Р)	Структурная, литологически экранированная	1.3х2.2	1718	-1594.5 - -1656.6/ 1699.2 - 2055.0	-1657	8
	8 (район скв. 24Р, 545)	Структурная, литологически экранированная	2.6х0.9	1787	-1643.8 - -1661.3/ -1699.4 - 1955.2	-1662	6
AB ₂ ³	1 (район скв.3002Р)	Структурная, литологически экранированная	1.5х2.6	2764	-1640.1 - -1653.3/ 1693.4 - 2237.0	-1653	9
	2 (район скв.3580)	Структурная, литологически экранированная	1.4х0.7	561	-1652.2 - -1663.1/ -1775.4 - 2119.4	-1657	5
	3 (район скв.1829)	Структурная, литологически экранированная	1.5х0.9	884	-1641.7 - -1662.5/ 1768.2 - 2031.6	-1663	12
AB ₃ ¹	1 (район скв.174)	Пластовая сводовая фациально ограниченная	1х0.4	458	-1663.3 - -1664.0/ 1775.2 - 1850.9	-1673	10
	2 (район скв.158,206)	Пластовая сводовая водоплавающая фациально ограниченная	8.5х1.2	8275	-1647.8 - -1672.3/ 1703.6 - 2245.0	-1673	25
	3 (район скв.212)	Пластовая сводовая	0.8х0.4	368	-1667.0 - -1672.6/ 1722.7 - 1838.8	-1673	13
	4 (район скв.17Р, 27Р, 108Р)	Сводовая фациально ограниченная	10.5х4.2	21047	-1649.8 - -1683.8/ 1708.0 - 2139.6	-1684 - -1685	15-20

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс. м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
AB ₃ ²	1 (район скв.1919)	Пластовая фациально ограниченная	2.2x0.6	1241	-1676.2 - -1691.3/ 1733.8 - 2277.9	-1692 - -1693	7
	2 (район скв.641P)	Пластовая фациально ограниченная	2x0.7	1374	-1673.0 - -1693.0/ 1732.1 - 1933.2	-1693 - -1694	5
	3 (район скв.500P)	Пластовая фациально ограниченная	2x1.5	2236	-1670.8 - -1694.4/ 1738.2 - 2133.0	-1694 - -1696	5
AB ₄	1 (Основная)	Пластовая сводовая, экранированная водоплавающая	11.5x0.6- 2.7	11763	-1682.9 - -1707.1/ 1746.9 - 2083.2	-1712 - -1714	10-12
	2 (район скв.174)	Пластовая сводовая, водоплавающая	0.3x0.25	73	-1691.9/1879.9	-1695	13
	3 (р-н скв.33P,222)	Сводовая водоплавающая	3.3x1.6	3636	-1691.0 - -1707.6/ 1743.8 - 2087.6	-1708	8
	4 (район скв.243)	Пластовая сводовая, водоплавающая	1.8x0.9	1429	-1699.4 - -1703.0/ 1748.8 - 1871.2	-1712	9
	5 (район скв.500P)	Структурная, литологически экранированная	3x1.8	3971	-1684.8 - -1708.6/ 1742.8 - 2176.2	-1709	13
AB ₆	1 (район скв.1843)	Пластовая сводовая, водоплавающая	1.5x1.1	889	-1746.2 - -1760.6/ 1801.4 - 2221.6	-1757	6
	2 (район скв.642)	Сводовая водоплавающая	1.3x1.1	887	-1749.9 - -1763.6/ 1806.8 - 2084.4	-1764	16
	3 (Основная)	Пластовая сводовая, водоплавающая	7.3x3.8-6.2	24992	-1742.4 - -1774.5/ 1801.8 - 2206.8	-1775	17.5
AB ₇	1 (район скв.158)	Пластовая водоплавающая	1.4x0.5	536	-1775.3 - -1787.2/ 1839.9 - 2001.0	-1788	5
	2 (район скв.1917)	Пластовая водоплавающая	0.3x0.5	368	-1775.5 - -1790.8/ 1834.2 - 2038.8	-1793	9
	3 (район скв. 3590)	Пластовая водоплавающая	0.5x0.3	120	-1781.3 - -1787.6/ 2013.8 - 2116.8	-1793	3
	4 (Основная)	Сводовая водоплавающая	3.7x1-2.5	5119	-1772.9 - -1796.2/ 1837.6 - 2186.4	-1795 - -1797	13
	5 (район скв.1102_1)	Пластовая водоплавающая	0.8x0.4	253	-1784.5/1864.8	-1797	3

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс.м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
AB ₈ ⁰	1 (район скв.1849)	Пластовая сводовая	0.7х0.8	267	-1811.6 - -1815.7/ 1874.6 - 2090.2	-1816	6
	2 (район скв.3566)	Пластовая сводовая	0.3х0.6	174	-1816.4/2036.8	-1826	6
	3 (Основная)	Пластовая сводовая, водоплавающая	2.3х0.7	1239	-1794.8 - -1818.6/ 1892.6 - 2274.8	-1819	10
	4 (район скв.279)	Пластовая водоплавающая	0.2х0.2	39	-1822.3/1910.0	-1825	3
AB ₈ ¹	основная	Пластовая сводовая, ограниченная	4.2х1.8	6351	-1809.6 - -1836.7/ 1875.6 - 2289.0	-1836 - -1837	13
BB ₀	1 (район скв. 80P)	Пластовая сводовая	2.3х1.2	3468	-1867.3 - -1871.8/ 1917.0 - 2147.6	-1874	9
	2 (Центральная)	Пластовая сводовая, литологически ограниченная	12х3.2	30018	-1826.4 - -156.7/ 1880.0 - 2304.2	-1857	24
	3 (район скв. 17P)	Структурная, литологически экранированная	4.7х2	5943	-1837.1 - -1860.1/ 1890.0 - 2293.6	-1862	17
BB ₁	1 (район скв.80P)	Пластовая, сводовая, водопдлавающая	2х0.6	969	-1873.0 - -1879.2/ 1925.5 - 2180.4	-1880	10
	2 (район скв.3001P)	Пластовая, сводовая, водопдлавающая	6.5х2.2	10865	-1834.9 - -1858.8/ 1888.4 - 2314.8	-1859	15
	3 (район скв.17,33P)	Пластовая сводовая, водоплавающая	4х2.5	7012	-1853.4 - -1868.2/ 1900.4 - 2302.8	-1869	17
	4 (район скв.27P, 108P)	Пластовая, сводовая, водопдлавающая	4.5х2	6805	-1828.0 - -1856.6/ 1892.0 - 2299.2	-1857	12
BB ₂ ¹	1 (район скв.261)	Пластовая сводовая	1.5х1.1	1343	-1866.1 - -1879.4/ 1923.2 - 2214.6	-1880	10
	2 (район скв.574)	Структурная, литологически экранированная	1.2х0.6	619	-1859.4 - -1879.5/ 1997.5 - 2262.2	-1880	5
	3 (район скв.288)	Пластовая сводовая	0.8х0.3	281	-1877.7 - 1886.8/ 2057.6 - 2291.0	-1886	5

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс.м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
БВ ₂ ²	1 (район скв.641Р)	Пластовая сводовая	2.1х1.1	1419	-1874.0 - -1893.8/ 1933.9 - 2244.0	-1894	6
	2 (район скв.17Р)	Пластовая сводовая, водоплавающая	2.2х1.6	2714	-1885.7 - -1895.9/ 1933.8 - 2334.0	-1898	10
	3 (район скв.244)	Пластовая сводовая, водоплавающая	1.5х0.5	795	-1891.8 - -1897.3/ 1961.6 - 2177.8	-1898	6
	4 (район скв.560)	Пластовая	1.2х0.8	757	-1868.7 - -1887.4/ 2001.8 - 2276.0	-1889	6
	5 (район скв. 1785)	Пластовая, водоплавающая	0.3х0.2	58	-1875.0/ 2007.8	-1881	4
БВ ₃	1 (район скв.80Р)	Структурная, водоплавающая	3х1.5	3215	-1924.9 - -1937.7/ 1979.9 - -2235.6	-1941	10
	2 (район скв.179)	Структурная, литологически экранированная	0.5х0.6	179	-1901.6/1945.5	-1906	5
	3 (Северная)	Структурная, литологически экранированная	3.2х1.5	4110	-1904.1 - -1918.8/ 1954.4 - 2281.6	-1919	10
	4 (Основная)	Структурная, литологически экранированная	4.7х2.5	7568	-1879.2 - -1909.7/ 1947.6 - 2340.2	-1911	13
БВ ₄	Основная	Пластовая сводовая	7х2.75	16013	-1929.7 - -1968.5/ 1996.6 - 2478.4	-1970	30
БВ ₅ ¹	1 (Основная)	Структурная, литологически экранированная	3х1.3	3070	-1948.0 - -1969.5/ 2008.8 - 2497.6	-1970	12
	2 (район скв.1043)	Структурная, литологически экранированная	0.4х0.6	205	-1966.3/2236.8	-1970	2.5
БВ ₅ ²	1 (основная)	Водоплавающая	3.8х1.5	3597	-1953.8 - -1975.6/ -2015.8 - 2509.4	-1976	14
	2 (район скв.1502)	Водоплавающая	0.25х1.5	38	-1973.4/2158.6	-1976	4

Окончание таблицы 3.1

Пласт	Залежь	Тип залежи	Размеры залежи, км х км	Площадь залежи, тыс.м2	Абсолютная отметка/глубина залегания кровли (интервал изменения), м	Абсолютные отметки контактов (интервал изменения), м	Высота залежи, м
БВ ₆	1 (район скв.35Р)	Структурная, литологически экранированная	3х1.7	3836	-1976.8 - -2002.6/ 2039.2 - 2429.4	-2003	23
	2 (район скв.107Р)	Структурная, литологически экранированная	1.1х0.7	240	-2004.3 - -2004.5/ 2050.1 - 2238.5	-2006	5
	3 (район скв.2260)	Пластовая, сводовая, водопдлавающая	2.8х1.7	1651	-2042.8 - -2050.3/ 2089.7 - 2739.8	-2051	4
БВ ₈	1 (Основная)	Пластовая сводовая тектонически экранированная	14х8-12	100415	-2076.6 - -2126.2/ 2125.2 - 2575.8	-2127	52
	2 (район скв.37Р)	Пластовая сводовая тектонически экранированная	3.5х3.4	9886	-2115.2 - -2137.4/ 2174.0 - 2519.4	-2142	18
ЮВ ₁ ¹	Основная	Пластово-сводовая, литологически экранированная	3х4	467	-2398.0 - -2444.8/ 2448.8 - 2725.4	-2452	52
ЮВ ₂	1 (район скв.452)	Пластово-сводовая литологически экранированная	1.8х1.3	707	-2456.6 - -2478.6/ 2523.2 - 2793.0	-2487	30
	2 (район скв. 406)	Пластово-сводовая литологически экранированная	1.4х0.9	859	-2473.7 - -2479.9/ 2729.8 - 2772.4	-2487	8
М ₀ кора	основная	Массивная	1.3х0.7	738	-2648.5 - -2657.9/ 2702.4 - 3040.4	-2690	17
М ₁ фундамент	основная	Массивная	2.2х1.5	2656	-2658.4 - -2659.3/ 2703.8 - 2944.6	-2690	45

3.4 Водоносность

Советское месторождение расположено в пределах центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. Водоносные горизонты и комплексы приурочены к мощной толще мезозойско-кайнозойских пород, слагающих платформенный чехол. Особенностью разреза данного района является то, что турон-олигоценые отложения почти полностью представлены глинистыми разностями, делящими разрез на два резко различных по своим гидрогеологическим особенностям этажа и практически полностью исключают гидравлическую связь между минерализованными водами мезозойско-кайнозойских и пресными водами кайнозойских отложений.

Верхний гидрогеологический этаж включает осадки палеогенового и четвертичного возраста и характеризуется преимущественно свободным водообменом. Условия питания, движения, а также влияние геоморфологических и климатических факторов обуславливают наличие в нем пресных подземных вод.

Нижний гидрогеологический этаж включает отложения сеноман-юрского возраста и обводненные породы верхней части доюрского фундамента.

В его составе выделено пять водоносных комплексов, разобщенных региональными водоупорами: доюрский, юрский, берриас-валанжинский, готерив-барремский и апт-альб-сеноманский.

Все комплексы различаются между собой условиями питания и водообмена, составом и минерализацией подземных вод, температурным режимом и т.д.

Наиболее полно изучены воды апт-сеноманских отложений и юры, к которым приурочены продуктивные пласты: Ю₁¹, Ю₂, БВ₈, БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃, БВ₂¹⁻², БВ₁, БВ₀, АВ₈¹, АВ₈⁰, АВ₇, АВ₆, АВ₄, АВ₃¹⁻², АВ₂¹⁻³ и горизонта АВ₁.

Первый водоносный комплекс (доюрский) приурочен к палеозойским отложениям, вскрыт скважинами №№ 479Р, 7Р, 3005Р, 3001Р, 3002Р, 1670 и др. Представлены эти отложения как непроницаемыми, так и трещиноватыми породами. Дебиты пластовых вод колеблются от 1,9-2,9 м³/сут. на динамическом уровне 1300 м (скв.7Р) до 192-2440,6 м³/сут (3001Р, 3002Р).

К данным отложениям приурочены залежи пластов М₀ и М₁.

Анализ воды проводился только в одной скважине № 16Р. Плотность воды составляет 1,025 г/см³. Температура пластовых вод 90 °С. Воды данного комплекса напорные. Статические уровни располагаются на абс отм. +62,2 – 64,9 м (скв.16Р).

По химическому составу воды хлоркальциевые, с минерализацией 35,4 кг/м³. Содержание микрокомпонентов следующее: йода - 4,8 мг/л, брома - 69,8 мг/л. Коэффициент метаморфизации составляет $r_{Na/rCl} - 0,93$.

Второй водоносный комплекс (юрский) представлен породами тюменской и васюганской свит. К верхней части отложений тюменской свиты приурочен продуктивный пласт Ю₂, в кровле васюганской свиты залегает продуктивный пласт Ю₁¹.

Породы-коллекторы представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Данный комплекс вскрыт 56 разведочными и эксплуатационными скважинами, толщина его составляет 70-80 м. Переливы воды получены в скважинах №№ 407, 451, 1751, 115Р с дебитами от 1,32-99,5 м³/сут. Температура пластовой воды составляет 80 °С.

Химический состав пластовых вод комплекса изучен по 2 пробам.

Воды хлор-кальциевого типа с минерализацией 38,65 г/л. Коэффициент метаморфизации $r_{Na/rCl} - 0,91$.

Анализы воды проводились в двух скважинах № 451 и № 453. Плотность воды составляет 1,024 г/см³. Воды комплекса характеризуются содержанием йода - 19,6 мг/л, брома 87,7 мг/л, Mg – 16,3 мг/л

Подстилающей его толщей являются непроницаемые плотные эффузивные породы, известняки, перекрывающей толщей являются аргиллиты георгиевской, баженовской и низы мегионской свит толщиной до 130 м.

Третий водоносный комплекс выделяется в пределах мегионской свиты и в нижней части вартовской свиты, представлен переслаиванием песчано-глинистых отложений и включает отложения ачимовской пачки и продуктивные пласты БВ₈, БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃, БВ₂, БВ₁, БВ₀. Суммарная толщина пород данного комплекса составляет 250-350 м.

Наиболее полно изучены законтурные воды пласта БВ₈. При исследовании разведочных скважин дебиты пластовой воды составили 30-140 м³/сут. Воды высоконапорные самоизливающиеся.

Анализы воды представлены по 120 пробам.

При исследовании пьезометрических скважин пласта БВ₈ на 01.01.80 г. установлено колебание буферного давления от 0 до 4,8 МПа. Пластовое давление в зависимости от глубины залегания пласта составляет 21,5-22,9 МПа, пластовая температура 71-74 °С.

Проводившиеся в единичных случаях работы по гидропрослушиванию свидетельствуют о хорошей гидродинамической связи в данном районе пласта БВ₈.

Плотность вод по этому комплексу в стандартных условиях составляет 1,015-1,016 г/см³.

Воды сильно метаморфизованные, коэффициент равен $\frac{r_{\text{Na}}}{r_{\text{Cl}}} - 0,74-0,76$.

По химическому составу воды этого комплекса хлоркальциевого типа, безсульфатные, жесткие 94,0 -116 мг-экв/л.

Минерализация вод составляет 22,3-25,6 кг/м³. Содержание микрокомпонентов в среднем по пласту составляет: иода - 17,7 мг/л, брома - 63,2 мг/л, Mg - 4,7 мг/л.

По другим пластам исследований проведено в незначительном объеме, так по пласту БВ₅ - 1 анализ; по пласту БВ₄ - 4 анализа; по пласту БВ₃ - два анализа в одной скважине (скв. 260); по пласту БВ₁+БВ₀ - 5 анализов.

Четвертый водоносный комплекс (готерив-барремский) включает песчано-глинистые отложения вартовской и низы алымской свит и отделяется от вышележащего апт-альб-сеноманского комплекса регионально выдержанной кошайской глинистой пачкой.

К отложениям этого комплекса приурочены основные продуктивные пласты группы АВ (АВ₈¹, АВ₈⁰, АВ₇, АВ₆, АВ₄, АВ₃¹⁻², АВ₂¹⁻³, и горизонт АВ₁) месторождений Нижневартовского нефтегазоносного района.

Данный комплекс имеет широкое распространение и вскрыт практически всеми эксплуатационными и разведочными скважинами.

Отложения представлены частым чередованием песчаных, алевролитовых и аргиллитовых пород.

В отложениях алымской свиты преобладают мощные песчаные пласты, имеющие значительную протяженность.

Толщина данного комплекса составляет 200-250 м.

Наиболее полно изучен горизонт АВ₁.

Дебиты пластовых вод изменяются от 6,2 м³/сут на динамическом уровне 140 м до 7,0 м³/сут при самоизливе. Статический уровень колеблется от 0 (скв.91Р) до +114 м (скв.70Р).

По исследованию пьезометрических скважин пластовое давление колеблется в пределах 16,0-17,8 МПа, температура 52-54 °С.

Проводившиеся исследования по гидропрослушиванию скважин показали низкую гидродинамическую связь по горизонту АВ₁.

Плотность вод данного комплекса в стандартных условиях составляет 1011-1013 кг/м³. Коэффициент метаморфизации вод составляет $r_{\text{NA}}/r_{\text{Cl}}$ - 0,78-0,85.

Воды комплекса изучены по 250 пробам, из них 171 анализ проведен по горизонту АВ₁.

Воды данного горизонта хлоркальциевого типа, безсульфатные, жесткие 39,4-97,6 мг-экв/л, минерализация их изменяется от 19,8 до 20,8 мг/л.

Плотность воды изменяется от 1,012-1,018 г/см³. Содержание йода изменяется от 17,8 до 21,5 мг/л, брома – 51,6-69,1 мг/л, Mg - 8,6-6,3 мг/л.

Пятый водоносный комплекс (апт-альб-сеноманский) представлен слабо сцементированными до рыхлых песками, песчаниками, алевролитами и глинами. Приурочен к отложениям покурской свиты, суммарной толщины 700-800 м.

Коэффициент фильтрации изменяется от 0,60 м/сут до 1,44 м/сут, коэффициент водопроводимости 150-300 м²/сут.

Воды апт-сеноманских отложений используются для поддержания пластового давления. Дебит водозаборных скважин в начальный период эксплуатации изменяется от 240-2204 м³/сут при свободном фонтанировании.

Плотность вод в стандартных условиях -1,010 г/см³. По химическому составу воды хлоркальциевые с минерализацией 18,3 кг/м³. Содержание йода 8,5 мг/л. Воды слаботермальные (температура 37-42 °С).

Шестой водоносный комплекс представлен отложениями палеоген-четвертичного возраста и практически слабо изучен. Отделяется от нижнего комплекса мощной водоупорной толщей преимущественно глинистого состава (от кузнецовской до люлинворской свит). Вследствие этого химический состав вод резко отличается. Воды пресные, гидрокарбонатно-кальциевого типа.

Для хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Стрежевого используется подземная вода верхнего гидрогеологического комплекса.

С этой целью пробурено две скважины, эксплуатирующие водоносный горизонт атлымской свиты.

По химическому составу воды хлоридные, натриевые, слабощелочные (рН 7,25-7,65), очень жесткие (общая жесткость составляет 31-34 мг-экв/л), соленые, минерализация 12-18 г/л. Нитриты, нитраты, сульфат-ион отсутствуют. Содержание йода колеблется в пределах 9-9,5 мг/л, брома - 40-45,6 мг/л, бора - 10-11 мг/л.

По содержанию большинства компонентов вода удовлетворяет санитарным нормам (СанПиН 2.1.4-559-96) [6]. Превышают эти нормы содержание железа (в 7-26 раз), марганца (в 3,9-5,2 раза), фенолов (в 6,7-11 раз). Небольшое превышение отмечается также в содержании аммония (в 1,1-2,1 раза), величина перманганатной окисляемости (в 1,9-2,4 раза), кремния (в 1,2-1,8 раза).

В соответствии с ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения» исследуемая вода по своему качеству относится к третьему классу. Данный класс объединяет воды, при доведении качества которых до санитарной нормы, наряду с аэризацией (удалением железа), обеззараживанием и фильтрованием требуются дополнительные технологии.

Наиболее приемлемой технологией в условиях центральных районов Западно-Сибирского бассейна является озонирование. Озон является универсальным средством очистки питьевой воды при одновременном обеззараживании ее.

По данным изучения водоносных горизонтов территории Томской области сделать вывод, что наклон пьезометрической поверхности выделенных комплексов в региональном плане происходит в северо-северо-западном направлениях т.е. к центральной части Западно-Сибирской низменности от отметок +110-90 м (Усть-Сильгинское, Мыльджинское месторождения) до +63-66 м (Советское месторождение) по первому водоносному комплексу. По второму водоносному комплексу (пласт БВ₈) от +99-91 м (Моисеевское месторождение) до 65 м (Советское месторождение).

По химической характеристике пластовые воды Советского месторождения (классификация В.А.Сулина) хлоркальциевого типа, жесткие без сульфатные, слабой минерализации, которая с глубиной увеличивается от 18,3 кг/м³ (покурская свита) до 38,6 кг/м³ (пласт ЮВ₁ васюганской свиты). По показателям содержания бикарбонатов, сульфатов ионов магния, особых различий по горизонтам не наблюдаются, отмечается небольшое различие по плотности воды между пластами АВ₁ - 1,012 г/см³, БВ₈ - 1,015 г/см³ и апт-альб-сеноманским комплексом - 1,010 г/см³. Результаты анализов позволяют четко отличить воды различных горизонтов по содержанию в них ионов хлора и кальция. Так содержание ионов хлора изменяется от 333,9 мг-экв/л в горизонте АВ₁ до 650 мг-экв/л в горизонте ЮВ₁, содержание ионов кальция от 55,4 мг-экв/л в горизонте АВ₁ до 101,1 мг-экв/л в пласте БВ₈.

Из исследованных микрокомпонентов по ионам йода существенных различий не обнаружено. По иону брома наблюдается небольшое различие содержания с глубиной, так в водах альт- апт - сеномана содержание брома 47,8 мг/л, в горизонте АВ₁ - 51,5 мг/л, в пласте БВ₈ - 63,2 мг/л., в водах юрских отложений - 87,7 мг/л.

Воды основных водоносных комплексов по гидрогеологическим данным носят застойный характер.

Анализ геологических условий проявления режима залежей Советского месторождения свидетельствует, что водонапорные системы, включающие все продуктивные пласты, имеют значительные размеры. Связь пластов с областью питания и законтурной зоной слабая, расстояние до области питания – большое. Подземные воды напорные. Залегание пластов - региональное, размеры залежей большие для меловых и незначительные для юрских коллекторов.

Фильтрационно-емкостные свойства и водообильность юрских коллекторов низкие, для меловых – существенно выше. Водоносные

горизонты представляют собой закрытые естественные резервуары, находящиеся в зоне затрудненного водообмена.

Все эти факторы позволяют предполагать наличие неактивного упруго-водонапорного режима на данной площади для юрских коллекторов и упруго-водонапорного – для меловых.

Специальных исследований по геокриологии не проводилось. Характеристика геокриологических условий приводится по данным исследований В.Ф. Белоусова и Б.В. Галактионова.

В соответствии с районированием, проведенным этими исследователями, территория месторождения входит в состав Средне-Обского района Средне-Обской области, включающей участок долины р.Обь между р.Иртышом и р.Кетью. Район занимает преимущественно колено долины р.Оби и включает пойму, отдельные останцы и узкие полосы надпойменных террас.

Криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения. Повсеместно развит надмерзлотный талик, достигающий своей нижней границей глубины 150-200 м. Слой древней реликтовой мерзлоты, распространенный в отложениях новомихайловской и атлымской свит, довольно разнообразен – от слабодистых песков с массивной криогенной текстурой до морозопластичных глин.

Температура поддерживается на точке плавления льда и не опускается ниже $-0,1 - -0,2$ °С.

В процессе бурения скважин осложнений, связанных с многолетней мерзлотой, не обнаружено.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Обоснование необходимости затрат на проведение исследований кернового материала и флюидов

Для обоснования геологической модели, при количественной интерпретации данных ГИС, при подсчете запасов, а также при анализе разработки необходимы данные, полученные при исследованиях кернового материала.

Изучение кернового материала происходит обычно по следующей схеме: проводится послойное литологическое описание керна, спектрометрический гамма-каротаж, фотографирование ящиков с керном и отдельных наиболее интересных с точки зрения текстурных особенностей кусков керна, выпиливание стандартных цилиндрических и кубических образцов, их экстракция спирто-бензольной смесью до полного удаления содержащихся в них углеводородов, очистка от возможно содержащихся в них солей.

Затем с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств образцов, получения данных для определения подсчетных параметров и решения других геологических задач, таких как прогнозирование размещения и качества коллекторов и флюидоупоров, проводят общие исследования керна, которые условно можно разделить на петрофизические, литолого-петрографические и детальные.

Петрофизические исследования предназначены для изучения диапазона изменения петрофизических характеристик исследуемых образцов, получения и анализа петрофизических связей.

Литолого-петрографические исследования включают макро- и микроописание пород по шлифам и позволяют определить не только литотип исследуемой породы, но и выделить микронеоднородности исследуемой породы (примеси, тип цемента и другие особенности).

Детальные исследования позволяют изучать свойства горных пород на специальных установках.

Сводный перечень проектируемых работ представлен в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Сводный перечень проектируемых работ

Виды, методы, способы, масштабы работ, условия производства	Номер нормы времени (выработки) по ССН 93	Единица работ	Проектируемый объем
Приемка, подготовка, профильные и стандартные исследования керна	ССН, часть-7, табл. 12, стр. 264	проб	3255
Выполнение специальных исследований керна	ССН, часть-7, табл. 12, стр. 264	проб	1270
Литолого-минералогические, палеонтологические и седиментологические исследования	ССН, часть-7, табл. 12.1, стр. 266	проб	817
Формирование и паспортизация эталонных коллекций керна	ССН, часть-7, табл. 12.1, стр. 266	шт.	64
Формирование и паспортизация представительных коллекций керна	ССН, часть-7, табл. 12.1, стр. 266	шт.	315
Подготовка отчета	ССН, часть-7, табл. 12.2, стр. 267	шт.	1

5.2 Расчет стоимости работ по исследованию керна Советского нефтяного месторождения

Затраты на проведение исследований керна приведены в таблице 5.3. При расчете стоимости цены учитывались уже с заработными платами сотрудников. Перечень должностей и специальностей, приведен в таблице 5.2 и таблице 5.3.

Таблица 5.2 – Перечень должностей, нормы затрат труда и их трудовых функций

Возможные наименования должностей, профессий	Кол-во человек	Норма затрат труда (чел./мес.)	Трудовая функция
Лаборант	7	0,47	Продольная распиловка керна; Настройка и подготовка оборудования для исследований полноразмерного кернового материала к работе; Настройка и подготовка оборудования для исследований полноразмерного кернового материала к работе Выбор мест выпиливания цилиндрических образцов кернового материала горных пород.
Старший лаборант	1	0,07	Подготовка части керна к возврату заказчику; Проведение исследований полноразмерного кернового материала; Нумерация и привязка по глубине цилиндрических образцов керна горных пород.
Инженер	1	0,07	Подготовка полноразмерного керна к исследованиям; Подготовка отчетной документации по исследованиям полноразмерного керна.
Младший научный сотрудник	1	0,07	Выбор кернового материала для проведения специальных исследований физических свойств; Настройка и подготовка оборудования для проведения специальных исследований физических свойств кернового материала.
Главный геолог	1	0,07	Определение приоритетных направлений для планирования работ по исследований физических свойств кернового материала и цифровой обработки полученных данных
Начальник отдела петрофизических исследований	1	0,07	Применять основные принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды
Заведующий лабораторией	1	0,07	Организация проведения технико-экономического анализа работы предприятия; Организация проведения технико-экономического анализа работы предприятия

Таблица 5.3 – Сметно-финансовый расчет затрат на оплату труда сотрудникам лаборатории исследования керна

Наименование должностей. Профессий	Затраты труда, чел.- мес.	Колич ество чел.	Районн ый коэфф ициент	Оклад, руб.	С учетом коэффициента (за 36 мес.)
Лаборант	0,47	7	1,7	24 500	137 028,50
Старший лаборант	0,07	1	1,7	30 000	3 570,00
Инженер	0,07	1	1,7	31 120	3 703,28
Младший научный сотрудник	0,07	1	1,7	31 600	3 760,40
Главный геолог	0,07	1	1,7	32 000	3 808,00
Начальник отдела петрофизических исследований	0,07	1	1,7	36 500	4 343,50
Заведующий лабораторией	0,07	1	1,7	41 530	4 942,07
ВСЕГО по Проекту	0,89				
ИТОГО основная зарплата					161 155,75

Отчисления на социальные нужды принимались по ставке 30% от суммы основной и дополнительной заработной платы в Фонд социального страхования, Пенсионный фонд и обязательное медицинское страхование [8]. Ставка на страхование сотрудников от несчастных случаев и профессиональных недугов, связанных с производственной деятельностью, установлена в диапазоне 0,2–8,5%. Данный вид деятельности относится к 1 классу профессионального риска, поэтому ставка страховых взносов на «травматизм» равна 0,2% [9].

Общие затраты на проведение исследований керна по одной скважине Советского месторождения приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Затраты на проведение исследований керна по одной скважине Советского месторождения

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Стоимость ед. услуг без НДС, руб.	Кол- во	Стоимость без НДС, руб.
	Вывоз керна в лабораторию		48 000		48 000
1	Приемка, подготовка, профильные и стандартные исследования керна				
1.1	Приемка и систематизация керна (разгрузка и первичная сортировка) включая ревизию и оформление	п.м.	190,80	190	36 252
1.2	Фотографирование керна при его поступлении в таре бурового предприятия	п.м.	118,72	190	22 556,8
1.3	Продольная распиловка керна	п.м.	522,28	190	99 233,2
1.4	Фотографирование керна в дневном и ультрафиолетовом свете после распиловки (с выдачей заключения)	п.м.	371	190	70 490
1.5	Фотографирование керна в дневном свете после выбурирования образцов	п.м.	265	190	50 350
1.6	Детальное послойное макроописание керна	п.м.	381,60	190	72 504
1.7	Профильное измерение проницаемости по газу с шагом 2 см	п.м.	1 800	160	288 000
1.8	Выбурирование цилиндрических образцов (D 30 мм, высота 45 мм) на воде (включая торцевание и шлифовку)	обр.	265	530	140 450
1.9	Отбор полноразмерных образцов керна диаметром 80-100 мм	обр.	250	20	5 000
1.10	Экстракция, отмывка от солей, сушка образцов	обр.	581,32	560	325 539,2
1.11	Определение проницаемости по воздуху / азоту	обр.	450	560	252 000
1.12	Определение коэффициента пористости по раствору (методом жидкостенасыщения). Определение объемной и минералогической плотности расчетом	обр.	1 250	560	700 000
1.13	Открытая пористость водонасыщением с расчетом объемной и минералогической плотности, с замером УЭС (на полноразмерных образцах)	обр.	1 600	20	32 000
1.14	Газопроницаемость по воздуху в 6 направлениях параллельно напластованию и в 1 направлении перпендикулярно напластованию (на полноразмерных образцах)	обр.	850	20	17 000
1.15	Измерение естественной спектральной гамма-активности и объемной плотности образцов для увязки керна с ГИС (включая увязку)	п.м.	837,40	190	159 106
	Итого				2 318 481,2

Продолжение таблицы 5.4

2	Выполнение специальных исследований керна				
2.1	Определение удельного электрического сопротивления в атмосферных условиях	обр.	313,50	550	172 425
2.2	Определение капиллярных свойств методом полупроницаемой мембраны и электрического сопротивления на 7 точках давления вытеснения	обр.	9 987	160	1 597 920
2.3	Определение эффективной проницаемости	обр.	1 950	160	312 000
2.4	Определение УЭС (удельного электрического сопротивления с расчетом параметра пористости Рп) в пластовых условиях	обр.	3 196	105	335 581,1
2.5	Определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды	опыт	70 000	10	700 000
2.6	Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой	опыт	50 000	6	300 000
2.7	Определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и газа	опыт	90 000	2	180 000
2.8	Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти газом	опыт	55 000	2	110 000
2.9	Определение смачиваемости поверхности породы количественным методом по стандарту ОСТ 39-180-85	обр.	4 900	12	58 800
2.10	Определение абсолютной проницаемости	обр.	1 150	160	184 000
2.11	Определение упругих и прочностных характеристик горных пород (определение предела прочности при одноосном сжатии и растяжении, модуля Юнга и коэффициента Пуассона)	обр.	8 931	50	446 550
	Итого				4 397 276,05

Продолжение таблицы 5.4

3	Литолого-минералогические, палеонтологические и седиментологические исследования				
3.1	Микрофаунистический анализ (терригенный керн)	обр.	7 00	45	7 045
3.2	Палинологический (палинофациальный) анализ (терригенный керн)	обр.	14 250	45	14 295
3.3	Гранулометрический анализ методом дифракции лазерного луча (включая пробоподготовку)	проба	1 302	20	1 322
3.4	Определение общей карбонатности	исслед.	360	100	460
3.5	Полуколичественный минералогический анализ валовой пробы (рентгеновская дифрактометрия, включая пробоподготовку)	проба	7 650	40	7 690
3.6	Количественный минералогический анализ глинистой фракции (рентгеновская дифрактометрия, включая пробоподготовку)	проба	7 650	40	7 690
3.7	Изготовление прокрашенных шлифов, минерально- петрографический анализ пород в шлифах, включая определение минералов и фауны, микроструктуры, вторичных изменений, состава и типов цемента, структуры порового пространства и фотографирование шлифов	шлиф	4 110	50	4 160
3.8	Седиментологический анализ (выделение фракций, реконструкция обстановки осадконакопления, создание концептуальной седиментологической модели)*	п.м.	1 700	190	1 890
3.9	Гранулометрический анализ ситованием	анализ	950	40	990
3.10	Определение порового пространства и элементного состава методом растровой электронной микроскопии и микрозондовой спектроскопии (с оформлением результатов исследования и приложением фактического материала)	обр.	8 550	20	8 570
	Итого				54 112

Продолжение таблицы 5.4

4	Формирование и паспортизация эталонных коллекций керна				
4.1	Сборка картонных коробок	шт.	21,00	80	1 638,00
4.2	Перекладка эталонной коллекции в картонные коробки	п.м.	106,00	190	19 080,00
4.3	Этикетирование (паспортизация) коробок с керна	шт.	32,00	80	2 496,00
4.4	Укладка коробок с керна на поддоны для транспортировки	шт.	30,00	80	2 340,00
	Материалы				4 200,00
	Итого				29 754,00
5	Формирование и паспортизация представительных коллекций керна				
5.1	Поперечная распиловка (коллекция керна, оформленная из образцов размером 15 см из верхней части каждого метра)	п.м.	106,00	190	19 080,00
5.2	Отбор, мойка, сушка образцов керна	обр.	180,00	190	32 400,00
5.3	Сборка картонных коробок	шт.	21,00	20	378,00
5.4	Перекладка керна в картонные коробки	обр.	106,00	190	19 080,00
5.5	Этикетирование (паспортизация) коробок с керна, оформление ведомости	шт.	32,00	20	576,00
	Материалы				4 764,41
5.6	Подготовка отчета по эталонным и представительным коллекциям	отчет	10%	58	7 627,84
	Итого				83 906,25

Продолжение таблицы 5.4

6	Транспортировка коллекций пункта приема автомобильным транспортом	км	31,00	2500	77500
7	Подготовка отчета				
7.1	Обобщение результатов исследований, подготовка и сдача окончательного отчета	отчет	10%		11 892 953,14
	ИТОГО				19 063 148,44

По результатам выше проведенных расчетов и априорной информации составлена смета затрат на проведение исследований керна (Таблица 5.5).

Таблица 5.5 – Смета затрат на проведение исследований керна

№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, руб.
1	Основные расходы	19 063 148,44
2	Накладные расходы (20%)	3 812 629,69
3	Рентабельность (п.1 +п.2)×20%	4 575 155,63
4	Компенсационные выплаты 3% (п1+п2+п3)	823 528, 01
5	Резерв на непредвиденные расходы 3% (п.1+п.2+п.3+п.4)	848 233,85
6	Итого (п.1+п.2+п.3+п.4+п.5)	29 122 695,62
7	НДС (20%)	5 824 539,12
8	Итого договорная цена	34 947 234,74

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на проведение исследований керна одной скважины, составляют 34 947 234,74руб.

Детальное изучения керна позволит более подробно изучить литологию залежи, физико-химические свойства флюида, а также коллектора. Полученные знания помогут геологической службе компании при решении большинства геологических задач.

Лабораторные исследования кернa повышают степень изученности месторождения, что, в свою очередь, положительно сказывается на разработке месторождения. В целях достоверного прогнозирования размещения и качества коллекторов и флюидоупоров строятся фациальные карты на основании изучения вещественного состава пород, их структурно-текстурных особенностей, присутствующих органических остатков и следов их жизнедеятельности и др.

Экономические затраты на проведения этих исследований полностью обоснованы улучшением изученности месторождения и, в конечном итоге, оптимизацией его разработки.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Научно-исследовательская работа направлена на изучение условий формирования продуктивных отложений пласта БВ₈ Советского нефтяного месторождения.

Советское нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и в Александровском районе Томской области, на расстоянии 685 км к северо-западу от областного центра г. Томска. Ближайший населенный пункт – г. Стрежевой (в 15 км) является крупным центром нефтедобычи. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким летом. Зимний период продолжается с ноября по апрель. Наиболее холодный месяц – февраль, морозы достигают до минус 50°C. Величина снежного покрова достигает 75 см. Грунт промерзает на глубину до 1,0 м.

Все работы проводились в камеральных условиях на территории предприятия АО «Томскнефть» ВНК в геологическом отделе ЦДНГ-2 в строгом соответствии с Правилами безопасности в помещении.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197 –ФЗ [21] работник геологического отдела ЦДНГ имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;

- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место геологического отдела ЦДНГ должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [22]. Оно должно занимать площадь не менее 4,5 м², высота помещения должна быть не менее 4 м, а объем - не менее 20 м³ на одного человека. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм. Оптимальные размеры поверхности стола 1600 х 1000 кв. мм. Под столом должно иметься пространство для ног с размерами по глубине 650 мм. Рабочий стол должен также иметь подставку для ног, расположенную под углом 15° к поверхности стола. Длина подставки 400 мм, ширина - 350 мм. Удаленность клавиатуры от края стола должна быть не более 300 мм, что обеспечит удобную опору для предплечий. Расстояние между глазами оператора и экраном видеодисплея должно составлять 40 - 80 см. Так же рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не

обладающее способностью накапливать статическое электричество. Рабочий стул должен быть подъемно-поворотным, регулируемый по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья, при этом регулировка каждого параметра должна быть независимой, легко осуществляться и иметь надежную фиксацию.

Рабочее место сотрудника геологического отдела ЦДНГ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [22].

6.2. Производственная безопасность

Разрабатываемые геологические карты подразумевают использование компьютерного оборудования, с точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе с оборудованием, а также требования по организации рабочего места.

6.2.1. Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Для выбора факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [12]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в таблице 6.1.

Таблица 6.1. Опасные и вредные факторы при выполнении работ по моделированию геологических карт

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Компьютерное моделирование геологических карт 2) Работа с ЭВМ	1. Повышенный уровень электромагнитных полей [12, 23]; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; [12, 13, 23]; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте; [12, 23]; 4. Неудовлетворительный микроклимат [12, 23]; 5. Повышенный уровень напряженности электростатического поля [12, 23].	1. Пожаро- взрыво- опасность 2. Поражение электрическим током	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 СП 52.13330.2011 СанПиН 2.2.4.548–96 СН 2.2.4/2.1.8.562–96 ГОСТ 30494-2011

6.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

При компьютерном моделировании геологических карт основным источником потенциально вредных и опасных производственных факторов (ОВПФ) является компьютер, возможность поражения электрическим током. Использование серверного оборудования может привести к наличию таких вредных факторов, как повышенный уровень статического электричества, повышенный уровень электромагнитных полей, повышенная напряженность электрического поля.

К основной документации, которая регламентирует вышеперечисленные вредные факторы, относится СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к электронно-вычислительным машинам и организации работы":

ЭВМ должны соответствовать требованиям настоящих санитарных правил и каждый их тип подлежит санитарно-эпидемиологической экспертизе с оценкой в испытательных лабораториях, аккредитованных в установленном порядке[14].

Допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП) в геологическом отделе ЦДНГ, создаваемых ЭВМ, не должны превышать значений, представленных в таблице 6.2 [15]:

Таблица 6.2: Допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ [15]

Наименование параметров	Диапазон	ДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Уровни ЭМП, ЭСП на рабочем месте в геологическом отделе ЦДНГ, перечисленные в таблице 6.2. соответствуют нормам.

Электробезопасность:

Для предотвращения поражения электрическим током, где размещаются рабочее место с ЭВМ в кабинете геологического отдела ЦДНГ, оборудование должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации [24]. Для предупреждения электротравматизма необходимо проводить соответствующие организационные и технические мероприятия: 1) оформление работы нарядом или устным распоряжением; 2) проведение инструктажей и допуск к работе; 3) надзор во время работы. Уровень напряжения для питания ЭВМ -

220 В. По опасности поражения электрическим током помещение ЦДНГ относится к первому классу – помещения без повышенной опасности (сухое, хорошо отапливаемое, помещение с токонепроводящими полами, с температурой 18-20°, с влажностью 40-50%) [24].

Согласно [24] в кабинете геологического отдела ЦДНГ обеспечена безопасность в эксплуатации ЭВМ.

Освещение:

В кабинете геологического отдела ЦДНГ имеется естественное (боковое двухстороннее) и искусственное освещение.

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк [16]. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [16].

В качестве источников света применяются светодиодные светильники или металлогалогенные лампы (используются в качестве местного освещения) [16].

Таблица 6.4. Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений жилых зданий [16]

Помещение	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность рабочих поверхностей, лк	Показатель дискомфорта М, не более	Коэффициент пульсации K_p , %, не более
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении			
Кабинет	Г-0,0	3,0	1,0	1,8	0,6	300	-	$\leq 5\%$ (работа с ЭВМ) $\leq 20\%$ (при работе с документацией)

Согласно [13] освещенность в кабинете геологического отдела ЦДНГ соответствует допустимым нормам.

Шум

При работе с ЭВМ в кабинете геологического отдела ЦДНГ характер шума – широкополосный с непрерывным спектром более 1 октавы.

Таблица 6.5. Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест [18]

N пп.	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентны е уровни звукa (дБА)
		31, 5	6 3	12 5	25 0	50 0	100 0	200 0	400 0	800 0	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Высококвалифицированн ая работа, требующая сосредоточенности, административно- управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях	93	7 9	70	68	58	55	52	52	49	60

Согласно [23] уровень шума в кабинете геологического отдела ЦДНГ не более 80 дБА и соответствует нормам.

Микроклимат

Для создания и автоматического поддержания в кабинете геологического отдела независимо от наружных условий оптимальных значений температуры, влажности, чистоты и скорости движения воздуха, в холодное время года используется водяное отопление, в теплое время года применяется кондиционирование воздуха. Кондиционер представляет собой вентиляционную установку, которая с помощью приборов автоматического

регулирования поддерживает в помещении заданные параметры воздушной среды.

Геологический отдел ЦДНГ является помещением Ia категории. Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.), приведены в таблице 6.7 [17].

Таблица 6.6. Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Катег. работ по уровню энерг. затрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относ. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia	22-24	21-25	40-60	0,1
Теплый	Ia	23-25	22-26	40-60	0,1

Таблица 6.7. Допустимые величины интенсивности теплового облучения

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

В кабинете геологического отдела проводится ежедневная влажная уборка и систематическое проветривание.

Согласно [23] микроклимат кабинета геологического отдела соответствует допустимым нормам.

6.3. Экологическая безопасность

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Выявляются предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате фациальной диагностики продуктивных отложений пласта БВ₈ Советского нефтяного месторождения.

6.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду

В процессе создания геологических карт воздействие на окружающую среду сводится, поэтому можно рассмотреть влияние компьютерного оборудования при его утилизации.

Большинство компьютерной техники содержит бериллий, кадмий, мышьяк, поливинилхлорид, ртуть, свинец, фталаты, огнезащитные составы на основе брома и редкоземельные минералы, которые должны правильно утилизироваться.

Утилизация компьютерного оборудования осуществляется по специально разработанной схеме, которая должна соблюдаться в организациях:

1. На первом этапе необходимо создать комиссию, задача которой заключается в принятии решений по списанию морально устаревшей или не рабочей техники, каждый образец рассматривается с технической точки зрения.
2. Разрабатывается приказ о списании устройств. Для проведения экспертизы привлекается квалифицированное стороннее лицо или организация.
3. Составляется акт утилизации, основанного на результатах технического анализа, который подтверждает негодность оборудования для дальнейшего применения.
4. Формируется приказ на утилизацию. Все сопутствующие расходы должны отображаться в бухгалтерии.
5. Утилизацию оргтехники обязательно должна осуществлять специализированная фирма.
6. Получается специальная официальной формы, которая подтвердит успешность уничтожения электронного мусора.

После оформления всех необходимых документов, компьютерная техника вывозится со склада на перерабатывающую фабрику. Все

полученные в ходе переработки материалы вторично используются в различных производственных процессах. [19]

6.3.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Процесс исследования представляет из себя работу с информацией, такой как технологическая литература, ГОСТы и нормативно-техническая документация, а также компьютерное моделирование геологических карт с помощью различных программных комплексов. Таким образом процесс исследования не имеет влияния негативных факторов на окружающую среду.

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС

Основными источниками ЧС в помещении ЦДНГ являются:

- Возникновение пожара;
- Землетрясение;
- Внезапное обрушение здания;
- Метеорологические и агрометеорологические опасные явления.

6.4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС

При проведении исследований наиболее вероятной ЧС является возникновение пожара в кабинете геологического отдела ЦДНГ. Пожарная безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные источники возникновения пожара:

- 1) Неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по

этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования.

- 2) Электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов.
- 3) Перегрузка в электроэнергетической системе (ЭЭС) и короткое замыкание.

Под пожарной профилактикой понимается обучение пожарной технике безопасности и комплекс мероприятий, направленных на предупреждение пожаров.

Пожарная безопасность обеспечивается комплексом мероприятий:

- обучение, в т.ч. распространение знаний о пожаробезопасном поведении;
- пожарный надзор, предусматривающий разработку государственных норм пожарной безопасности и строительных норм, а также проверку их выполнения;
- обеспечение оборудованием и технические разработки (установка переносных огнетушителей).

Согласно ФЗ-123, НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» для оповещения о возникновении пожара в каждом помещении должны быть установлены дымовые оптико-электронные автономные пожарные извещатели, а оповещение о пожаре должно осуществляться подачей звуковых и световых сигналов во все помещения с постоянным или временным пребыванием людей.

Этаж цеха по добыче нефти и газа, в котором находится геологический отдел, оснащен первичными средствами пожаротушения: огнетушителями ОУ-3 1шт., ОП-3 1шт. (предназначены для тушения любых материалов, предметов и веществ, применяется для тушения ПК и оргтехники, класс пожаров А, Е.).

Таблица 6.8 – Типы используемых огнетушителей при пожаре в электроустановках

Напряжение, кВ	Тип огнетушителя (марка)
До 1,0	порошковый (серии ОП)
До 10,0	углекислотный (серии ОУ)

Согласно НПБ 105-03 помещение геологического отдела ЦДНГ относится к типу П-2а [20].

Таблица 6.9. Категории помещений по пожарной опасности [20]

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
П-2а	Зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества в количестве, при котором удельная пожарная нагрузка составляет не менее 1 мегаджоуля на квадратный метр.

В ЦДНГ имеется пожарная автоматика, сигнализация. В случае возникновения загорания необходимо обесточить электрооборудование, отключить систему вентиляции, принять меры тушения (на начальной стадии) и обеспечить срочную эвакуацию сотрудников в соответствии с планом эвакуации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате детального изучения геологического строения Советского нефтяного месторождения установлены следующие особенности строения мегийонской свиты:

- отложения мегийонской свиты представлены переслаиванием темно-серых аргиллитов, алевролитов, песчаников. В нижней части свиты выделяется ачимовская песчано-глинистая пачка. Пласт БВ₈ залегает в кровле мегийонской свиты.

- пласт БВ₈ представлен мелко-среднезернистым песчаником с включениями маломощных плотных пропластков. Разрез пласта БВ₈ наиболее опесчанен в прикровельной части, в приподошвенной глинизируется, где выделяются единичные прослои песчано-алевритового состава.

Ранее установлено, что пласт БВ₈ формировался в мелководном морском бассейне при постепенном отступлении и обмелении моря с востока на запад (Чернова Л.С., 1970) и распространен на всей территории Нижневартовского свода. Продуктивный пласт БВ₈ представлен песчаниками с незначительными пропластками алевролитов и глин. Часто встречаются углистый материал, растительный детрит и остатки фауны. Пласт достаточно однороден и хорошо выдержан.

Анализ геолого-геофизического материала позволил выделить для пласта БВ₈ в пределах месторождения 2 характерных комплекса кривых ПС, характеризующих определенный гидродинамический режим зоны осадконакопления - приливной равнины и мелководного шельфа.

В группу фаций приливной равнины входят:

- фация гребневых частей регрессивного бара;
- фации центральных частей регрессивного бара;
- фации склонов регрессивного бара;
- фации приподошвенных частей регрессивного бара.

Отложения фаций мелководного шельфа характеризуются большей глинистостью разреза и низкими эффективными толщинами пласта, что связано с удалением от береговой зоны.

В рамках раздела Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение была рассчитана стоимость исследований кернового материала одной скважины Советского нефтяного месторождения, которая составила 34 947 234,74 руб.

Выполнение работы по разделу Социальная ответственность позволило среди потенциально вредных факторов производственной среды выделить следующие:

- повышенный уровень электромагнитных полей;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- неудовлетворительный микроклимат;
- повышенный уровень напряженности электростатического поля.

А среди опасных:

- пожаровзрывоопасность;
- поражение электрическим током.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Отчет по договору 01.00ГХ, 29ГК, № 933-ПЗ/30 (401Н) «Создание геологических моделей продуктивных пластов АВ₁-М Советского месторождения. Пересчет запасов нефти, растворенного газа и ТЭО КИН Советского месторождения», ОАО ТомскНИПИнефть, Крец Э.С., Багаутдинов А.К., Томск, 2005.
2. Техническая инструкция по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ. – М.: Мин-во энергетики РФ, Мин-во природных ресурсов РФ, 2000.
3. Проект разработки Советского месторождения, ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, протокол №4348 от 17.03.2010 года, ЦКР.
4. Отчет по договору ПР 691 «Уточненный проект разработки Советского нефтяного месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, том 1, книга 1 – Томск, 2009.
5. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа/ Муромцев В. С. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
6. СанПиН 2.1.4.1074–01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества, 2001.
7. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие/ Ежова А. В.; Томский политехнический университет. – 3-е изд. – Томск. Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.
8. Экономика и организация геологоразведочных работ: учебное пособие / Т.М. Шпильман; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2011. – 156 с.
9. Андреев А. Ф. Планирование на предприятии нефтегазового комплекса: учебник / А. Ф. Андреев, С. Г. Лопатина, З. Ф. Шпакова; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина

(РГУ Нефти и Газа). — Москва: Недра, 2010. — 299 с.

10. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. — М.: Нефть и газ, 2005. — 452 с.

11. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ, Томск 2019.

12. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация, 2015.

13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий, 2003.

14. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, 2003.

15. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях, 2003.

16. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение, 2011.

17. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, 1996.

18. СН 2.2.4/2.1.8.562–96, Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки, 1996.

19. ГОСТ 30494-2011, Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях, 2011.

20. НПБ 105-03, Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, 2003.

21. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).
22. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя, 2017.
23. Специальная оценка условий труда в АО «Томскнефть» ВНК, 2019.
24. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, 2002.