

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
<b>ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТА Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> СНЕЖНОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 553.98(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Бухарова Анастасия Васильевна		01.06.2020 г.

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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 ШБМП	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 <i>базовые</i> и <i>специальные</i> математические, естественнонаучные, гуманитарные, социально-экономические и технические знания в междисциплинарном контексте для решения <i>комплексных инженерных проблем</i> в области <i>прикладной геологии</i> .	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 АВЕТ- 3 а, с, h, j)
P2	Использовать <i>базовые</i> и <i>специальные</i> знания проектного и финансового менеджмента, в том числе менеджмента рисков и изменений для управления <i>комплексной инженерной деятельностью</i> .	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 АВЕТ-3е,k)
P3	Осуществлять эффективные коммуникации в профессиональной среде и обществе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной инженерной деятельности</i> в области <i>прикладной геологии</i> .	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 АВЕТ-3g)
P4	Эффективно работать индивидуально и в качестве <i>члена</i> или <i>лидера команды</i> , в том числе междисциплинарной, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных инженерных проблем</i> .	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 АВЕТ-3d)
P5	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и готовность следовать нормам профессиональной этики и правилам ведения <i>комплексной инженерной деятельности</i> в области <i>прикладной геологии</i> .	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 АВЕТ-3d)
P6	Вести <i>комплексную инженерную деятельность</i> с учетом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны	Требования ФГОС ВО (ОК-2, 4, 5, 9, 10; ОПК-3, 5, 9, ПК-7, 8; 18, 20) СУОС ТПУ (УК-5, 8)

	здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость обеспечения устойчивого развития.	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 <i>способность к самостоятельному обучению</i> 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)
<b>Профили (профессиональные компетенции)</b>		
P8	Ставить и решать задачи <i>комплексного инженерного анализа</i> 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 <i>комплексные инженерные проекты</i> технических объектов, систем и процессов в области прикладной геологии с учетом <i>экономических, экологических, социальных и других ограничений</i> .	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	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,	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, с) требования профессиональных стандартов

	анализ и интерпретацию данных.	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
P11	Создавать, выбирать и применять необходимые ресурсы и методы, современные технические и ИТ средства при реализации геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ с учетом возможных ограничений.	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-3е, 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
P12	Демонстрировать компетенции, связанные с особенностью проблем, объектов и видов комплексной инженерной деятельности, не менее чем по одной из специализаций: <input type="checkbox"/> Геологическая съемка, поиски и разведка месторождений полезных ископаемых, <input type="checkbox"/> Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания, <input type="checkbox"/> Геология нефти и газа	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 а, с, h, j) Требования ОК 010-2014 (МСКЗ-08). Общероссийский классификатор занятий»: 2114 Геологи, геофизики (гидрогеологи) 2146 Горные инженеры, металлурги и специалисты родственных им занятий требования профессиональных стандартов 19.021 «Специалист по промышленной геологии», 19.023 «Специалист по подсчету и управлению запасами углеводородов»

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  
 \_\_\_\_\_ Перевертало Т.Г.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломной работы
------------------

Группа	ФИО
215Б	Бухаровой Анастасии Васильевны

Тема работы:

Геологическое строение и коллекторские свойства пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-86/с от 28.02.2020 г.

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Пакет геологической информации по Снежному нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Географо-экономическая характеристика;</li> <li>2. Геолого-геофизическая изученность;</li> <li>3. Геологическое строение исследуемого района (стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность, гидрогеология);</li> <li>4. Особенности строения науканской свиты и пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>5. Литологические особенности пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>6. Условия формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>7. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов;</li> <li>8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</li> <li>9. Социальная ответственность.</li> </ol>

<p><b>Перечень графического материала</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района расположения Снежного месторождения;</li> <li>2. Схема геолого-геофизической изученности площади Снежного месторождения;</li> <li>3. Схема тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты Томской области</li> <li>4. Схема тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла</li> <li>5. Геологический разрез Снежного месторождения по линии скважин №132-205-190-175-187-131-135-148-146-133-143-140</li> <li>6. Фрагмент карты нефтегазогеологического районирования (под ред. И.И. Нестерова, А.В. Шпильмана и др., 2010 г.)</li> <li>7. Гистограмма распределения эффективной толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>8. Гистограмма распределения коэффициента песчаности пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>9. Гистограмма распределения расчлененности пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>10. Схематическая карта мерзлотных зон и подзон (В.В. Баулин);</li> <li>11. Сопоставление определений К<sub>п</sub> и К<sub>пр</sub> по керну для коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>12. Зависимость К<sub>ов</sub> от К<sub>п</sub> по образцам керна из скв. №№ 135, 446 для коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения;</li> <li>13. Зависимость К<sub>ов</sub> от К<sub>пр</sub>, полученная по результатам исследования керна из скв. №№ 135, 446. Снежное месторождение (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>);</li> <li>14. Определение граничного значения для коэффициента пористости в коллекторах пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения (кern из скв. № 135);</li> <li>15. Определение граничного значения для коэффициента проницаемости в коллекторах пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения (кern из скв. № 135);</li> <li>16. Сопоставление коэффициентов открытой пористости коллекторов по данным ГИС и керна пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по скважине №446 Снежного месторождения;</li> <li>17. Сопоставление коэффициентов нефтенасыщенности коллекторов по данным ГИС и керна пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по скважине №446 Снежного месторождения;</li> <li>18. Геолого-геофизическая характеристика скважины 132;</li> <li>19. Геолого-геофизическая характеристика скважины 131;</li> <li>20. Геолого-геофизическая характеристика скважины 135;</li> <li>21. Геолого-геофизическая характеристика скважины 133;</li> <li>22. Геолого-геофизическая характеристика скважины 134;</li> <li>23. Карта пористости пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>;</li> <li>24. Карта проницаемости пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович</p>

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>20.12.2019 г.</p>
--	----------------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Бухарова А.В.		20.12.2019 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
215Б	Бухаровой Анастасии Васильевной

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Геологии</b>
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Прикладная геология

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость услуг научного исследования кернового материала и флюидов	Расчет сметы затрат на проведение исследований кернового материала и флюидов по одной скважине Снежного 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 Снежном нефтяном месторождении	Расчет сметной стоимости на проведение исследований кернового материала и анализа флюидов.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.01.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Бухарова Анастасия Васильевна		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 215Б	ФИО Бухаровой Анастасии Васильевне
----------------	---------------------------------------

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление	21.05.02 Прикладная геология

Тема ВКР:

Геологическое строение и коллекторские свойства пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования.	Организация работ по изучению геологического строения и коллекторских свойств пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
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"> <li>• повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>• недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>• электромагнитных полей (ЭМП);</li> <li>• неудовлетворительный микроклимат</li> <li>• электроопасность</li> </ul>
3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, утилизация компьютерной техники и периферийных устройств);</li> <li>• решение по обеспечению экологической безопасности.</li> </ul>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>• выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>• пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			20.02.2020 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Бухарова Анастасия Васильевна		20.02.2020 г.

## РЕФЕРАТ

Дипломная работа выполнена на 110 с., 24 рис., 26 табл., 28 источников.

Ключевые слова: Снежное месторождение, Томская область, стратиграфия, тектоника, залежь, нефть, газ, скважина, нефтеносность, нефтегазоносность, нефтеотдача, нефтенасыщенность, коллекторские свойства.

Объектом исследования является пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного нефтяного месторождения (Томская область).

Цель работы – анализ геологического строения, нефтегазоносности и характеристика залежи нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения.

Приведены сведения о геологическом строении (тектонике, стратиграфии), нефтегазоносности, гидрогеологии Снежного месторождения, выполнен анализ изученности месторождения промыслово-геофизическими, физико-динамическими и другими видами исследований. Охарактеризована категорийность и подсчет запасов нефти, приведено текущее состояние разработки Снежного месторождения.

Область применения. Верхнеюрские отложения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, сформированные в сходных геологических условиях.

Результаты работы могут быть использованы при составлении технологических документов на разработку Снежного месторождения.

Проведенные исследования позволят повысить эффективность геологоразведочных работ на месторождении.

## Обозначения и сокращения

- а.о. – абсолютные отметки;
- АК – акустический каротаж;
- БСВ – буровые сточные воды;
- БКЗ – боковой каротаж зондирования;
- ВНЗ – водонефтяная зона;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ГК – гамма-каротаж;
- ЗСП – Западно-Сибирская плита;
- ИК – индукционный каротаж
- КС – кажущееся сопротивление
- КВ – кавернометрия;
- МГЗ – микроградиент зонд;
- МОВ – Метод отраженных волн;
- МОГТ 2D – метод общей глубинной точки 2D;
- МПЗ – микропотенциал зонд;
- НВЗ – нефтеводяная зона;
- НКТ – нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
- НГК – нейтронный гамма-каротаж;
- НГР – нефтегазоносный район;
- НЗ – нефтяная зона;
- ПАВ – поверхностно активное вещество;
- ПДК – предельно допустимая концентрация;
- ПС – самопроизвольная поляризация;
- скв. – скважина;
- УВ – углеводороды;
- ЦКЗ – центральная комиссия по запасам полезных ископаемых.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	14
<b>1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ</b> .....	17
1.1. Геолого-экономическая характеристика района .....	17
1.2. Геолого-геофизическая изученность .....	20
<b>2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	23
2.1. Стратиграфия .....	23
2.2. Тектоническое строение.....	28
2.3. Нефтегазоносность .....	33
2.4. Водоносность .....	50
<b>3. ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД</b> .....	55
3.1. Лабораторные исследования керна.....	55
3.2. Сопоставление пористости и проницаемости, определение уравнения связи.....	56
3.3. Остаточная водонасыщенность .....	57
3.4. Оценка граничных значений пористости и проницаемости.....	58
3.5. Выделение пластов-коллекторов.....	59
3.6. Определение коэффициента пористости коллекторов.....	60
3.7. Свойства и состав нефти.....	66
3.8. Характеристика продуктивных коллекторов.....	67
3.9. Минералогический и гранулометрический анализ .....	68
3.10. Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> .....	72
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	78

<b>4.1 Обоснование необходимости затрат на проведение исследований кернового материала и флюидов .....</b>	<b>78</b>
<b>4.2 Расчет стоимости работ по исследованию керна и флюидов на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении .....</b>	<b>79</b>
<b>5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>91</b>
<b>5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....</b>	<b>91</b>
<b>5.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства .....</b>	<b>91</b>
<b>5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</b>	<b>92</b>
<b>5.2. Производственная безопасность .....</b>	<b>93</b>
<b>5.2.1. Анализ потенциально возможных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований .....</b>	<b>93</b>
<b>5.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.....</b>	<b>94</b>
<b>5.3. Экологическая безопасность .....</b>	<b>100</b>
<b>5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду</b>	<b>101</b>
<b>5.3.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду .....</b>	<b>102</b>
<b>5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....</b>	<b>102</b>
<b>5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС...</b>	<b>102</b>
<b>5.4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС .....</b>	<b>103</b>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>106</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>108</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ .....</b>	<b>111</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Снежное месторождение, имеющее сложное геологическое строение, согласно действующим нормативным документам являлось недостаточно изученным на поисково-разведочном этапе и не подготовленным для промышленного освоения.

Актуальность исследований в рамках данной темы выпускной квалификационной работы связана с необходимостью изучения кернового материала Снежного нефтегазоконденсатного месторождения для установления закономерностей в распределении пород-коллекторов и оценки подсчетных параметров.

Основной целью выпускной квалификационной работы стало изучение геологического строения и коллекторских свойств пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

- выполнить детальный анализ геологического строения Снежного месторождения;
- провести исследование кернового материала и определить характер влияния гранулометрического и минералогического состава на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений.

Изучение и анализ структуры порового пространства играет значительную роль в прогнозировании распределения и поведения флюида в породе. Влияние структуры порового пространства на фильтрационные свойства пород-коллекторов обусловлено не только размерами пор, но и их взаимным расположением, удельным количеством тех или иных групп пор.

Детальное микроописание шлифов позволило увереннее диагностировать структурно-текстурные особенности, определить количественный гранулометрический и минералогический анализы.

Полученные результаты были использованы для определения условий формирования пород и влияния гранулометрического состава на формирование коллекторских свойств пород.

## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. Геолого-экономическая характеристика района

Снежное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района, на территории 77 лицензионного участка. Расстояние по прямой до областного центра – г. Томска 410 км, до районного центра – с. Каргасок 73 км (рис. 1.1 **Ошибка! Источник ссылки не найден.**). В с. Каргасок имеются речной порт, аэродром, узел связи.

Лицензия ТОМ 12945 НР на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также поисков и оценки пласта-коллектора для закачки промышленных и хозяйственно-бытовых стоков в пределах Снежного ЛУ выдана ООО «Норд империл» 25.01.2005 г. Срок окончания действия лицензии – 31.12.2029 г.

Природно-климатическая характеристика района.

Инфраструктура. Населенные пункты непосредственно на площади месторождения отсутствуют.

Население занято производством сельскохозяйственной продукции и традиционными промыслами, в меньшей степени привлекается к обслуживанию инфраструктуры нефтегазовой отрасли.

С районным центром с. Каргасок месторождение связано грунтовой автомобильной дорогой, с выходом на шоссе областного значения Каргасок-Томск. Транспортное сообщение возможно и по р. Васюган, судоходной в период навигации. Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода 60 км.

Гидрографическая сеть. Гидрографическая сеть района представлена р. Васюган и её притоком р. Чижалка (Обской водосборный бассейн), относящимися к Западно-Сибирскому типу равнинных рек с широкими долинами и поймами и с коэффициентом извилистости русла до 2,0-2,5. Берега рек пологие, с пляжами и береговыми валами. В случаях проявления речной

боковой эрозии формируются крутые обрывистые берега высотой до 5-8 м и более. Реки имеют рыбохозяйственное значение. Для судов малого и среднего тоннажа они проходимы: Васюган - весь навигационный период, Чижалка – в периоды большой воды. Кроме того, имеются мелкие ручьи, часто имеющие сезонный характер стока.

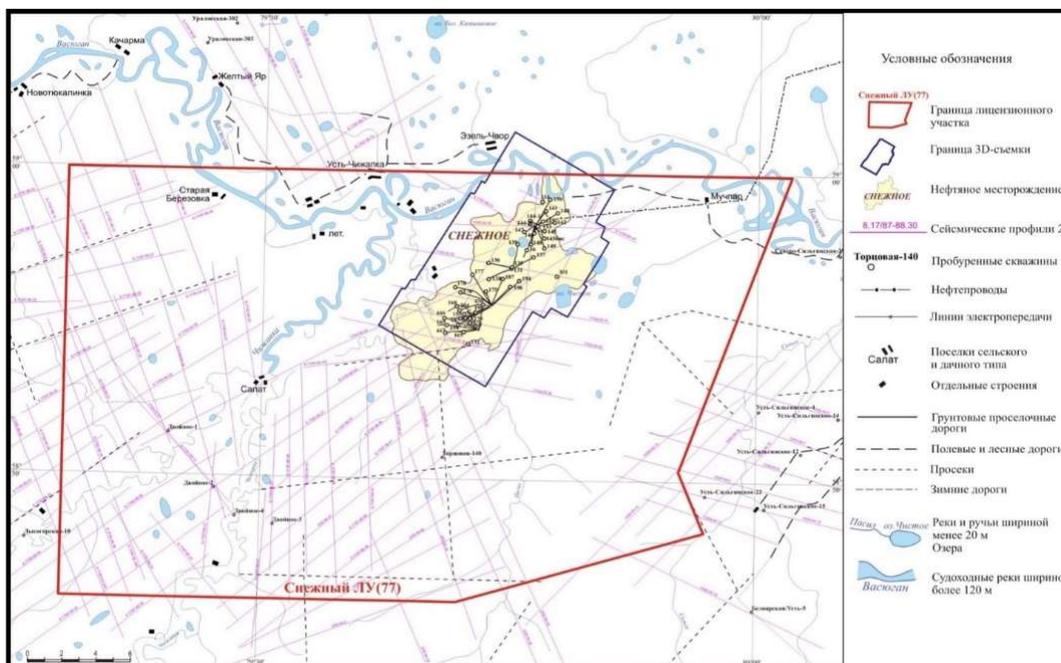


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района расположения Снежного месторождения

В пределах речных долин, особенно на поймах широко представлены озера различной морфологии и генетических типов. Их размеры, как правило, невелики.

Болота занимают до 40 % территории участка. Водозабор системы ППД расположен на водораздельной равнине, характеризующейся повышенной заболоченностью и относится к I-III типам по проходимости.

Климат района континентальный с перепадами температур в суточном цикле до 25-30°, при суровой длительной зиме и коротком жарком лете.

Вариации среднесуточных температур составляют: зимой от -15°C до -40°C, летом от +10°C до +35°C. Среднеголетняя сумма осадков равна 500 мм. Распределение слоя осадков в годовом цикле неравномерное. Большая часть выпадает летом в виде ливней. Снежный покров держится с октября – начала ноября до апреля – начала мая и достигает высоты 1-1,5 м. При средней

плотности снега около 0,4 т/м<sup>3</sup>, к весне накапливается значительный запас влаги, обеспечивающий высокие весенние паводки и постоянное питание, при регулировании стока болотными массивами, рек района Ледостав на реках и озерах наблюдается в ноябре. Болота надежно промерзают ко второй половине декабря, часто в январе. Реки вскрываются в первой половине мая.

Почвы района бедные, представлены различными видами болотных глеевых и торфянистых, на поймах рек встречаются аллювиально-дерновые почвы, ограниченно пригодные для сельскохозяйственного использования.

Растительность. Преимущественно смешанные леса с густым подлеском, занимающие от 50 до 60 % территории, составлены лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами.

Сочетание лесных, болотных, луговых, водных и других условий, обеспечивающих богатую кормовую базу, определяет сосуществование разнообразной фауны, характерной для Западно-Сибирской тайги. Многие виды являются охотничье-промысловыми, есть и представители охраняемых видов. Основу фаунистического разнообразия, по видовому составу и плотности, составляют птицы, для большей части которых район является местом гнездования или жировки в цикле сезонных миграций (утки, гуси, лебеди, цапли и др.). Из постоянно присутствующих видов наиболее заметны глухарь, тетерев, куропатка, рябчик. Класс млекопитающих представлен различными грызунами, травоядными, хищниками. Опасность для человека могут представлять медведь, волк, рысь, лось. В теплое время года наблюдается обилие кровососущих летающих насекомых. Присутствие клеща делает район уязвимым по клещевому энцефалиту и болезни Лайма.

Хозяйственная деятельность в районе связана в основном с разработкой месторождений углеводородов, в меньшей степени население занято в производстве сельскохозяйственной продукции, на традиционных промыслах и в сфере обслуживания.

## 1.2. Геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение территории юго-востока Западно-Сибирской низменности, включая территорию рассматриваемого участка, началось в конце 1940-х годов (прил. 1).

На первом этапе преобладали мелкомасштабное геологическое картирование и геофизическая съемка потенциальных полей.

Ко второму этапу можно отнести работы, начиная с 1960-х годов, когда на выявленных крупных объектах (структурах первого и второго порядка и геофизических аномалиях) начались поисковые работы с целью выявления и подготовки под глубокое бурение локальных поднятий. На этом этапе вся территория была покрыта групповой геологической, аэромагнитной и гравиметрической съемками масштаба 1:200000. Проводилась сейсмическая разведка методами отраженных и преломленных волн, в результате чего был выявлен и детализирован ряд структур III порядка, уточнены контуры более крупных структур.

Третий этап начинается с середины 1970-х годов и характеризуется применением сейсмического метода общей глубинной точки (МОГТ), высокоточной цифровой аэромагнитной съемки, цифровой обработки геофизических данных. В начале 1980-х годов в сейсмической разведке широко применяются динамические методы, позволяющие прогнозировать геологический разрез на основе анализа волновой картины и соответствующей цифровой обработки, и интерпретации.

Участок покрыт сейсмическими профилями МОГТ 2Д неравномерно: наиболее густая сеть в западной части. Средняя плотность наблюдений сейсморазведкой составляет примерно 1,2 км/км<sup>2</sup>.

В 2005-2006 гг. ЗАО «Томский геофизический трест» по соглашению с «Томской геофизической компанией» по заказу ООО «Норд Империл» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д сейсмической партией 17/05-06. Сейсморазведкой МОГТ-3Д покрыта площадь месторождения

полностью, включая прилегающие периферийные участки (90,8 км<sup>2</sup>). В результате этих работ структурный план месторождения существенно уточнился, площадь поднятия увеличилась (рис. 1.2).

В 2008-2009 г. ОАО «Сибнефтегеофизика» были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-2D объемом 170 пог. км (сп 14/08-09), также была выполнена переинтерпретация профилей МОГТ-2D предыдущих лет в объеме 70 пог.км, увязка результатов работ с ранее выполненными исследованиями МОГТ-2D и МОГТ-3D.

В 2012-2013 гг. в пределах Снежного ЛУ проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности центральной и западной частей участка (Зимней и Двойной структур).

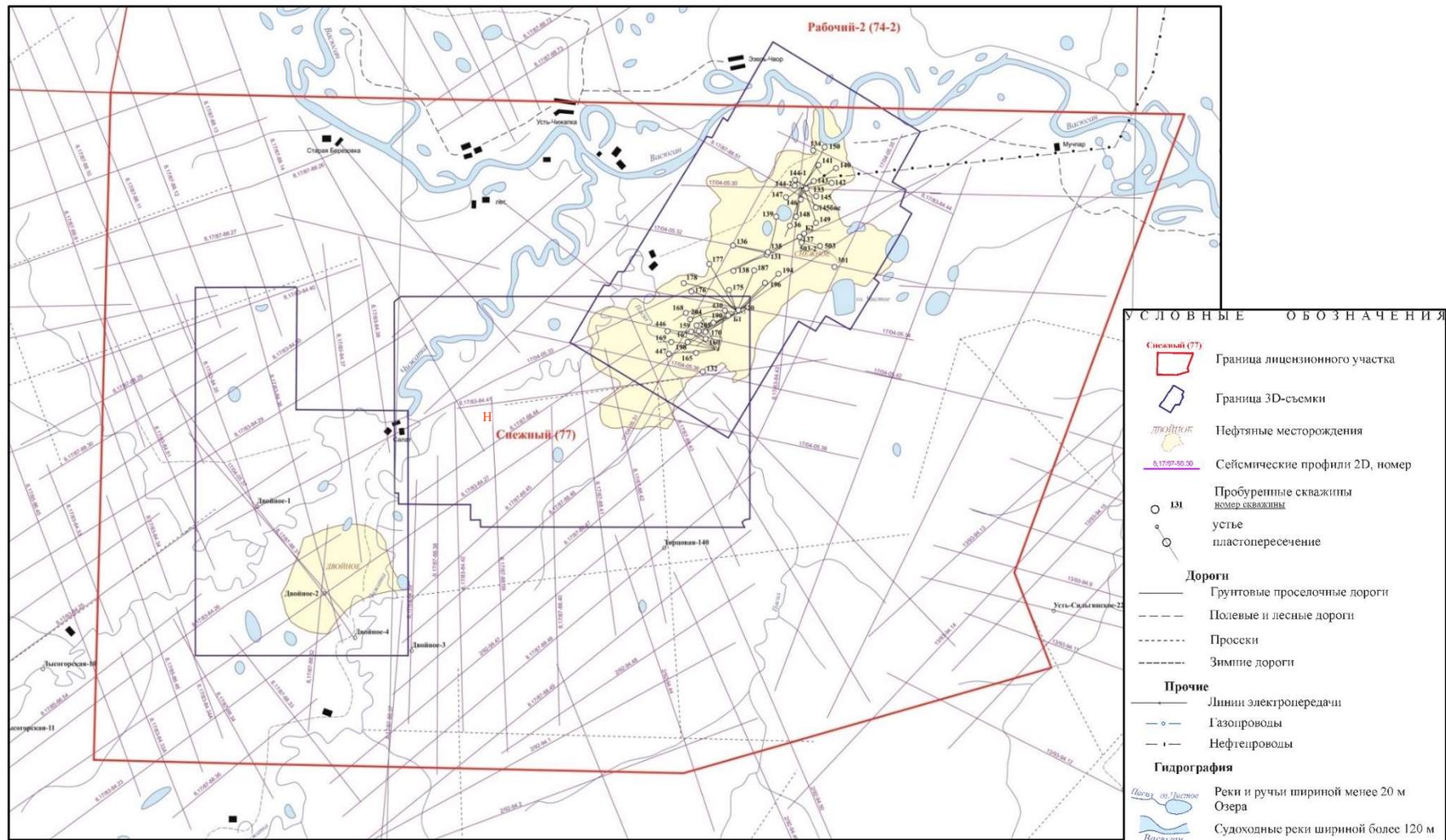


Рисунок 1.2 – Схема геолого-геофизической изученности площади Снежного месторождения

## 2. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Стратиграфия

В геологическом строении Снежного нефтяного месторождения принимают участие терригенно-осадочные отложения палеозойского фундамента и систем юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной.

Расчленение разреза проведено по материалам геофизической интерпретации с использованием реперных геолого-геофизических горизонтов регионального и зонального уровней в пяти пробуренных на месторождении поисковых и оценочных скважинах, 131, 132, 133, 134, 135.

#### **Доюрский комплекс отложений фундамента**

Доюрский фундамент на Снежном месторождении представляет собой отложения палеозоя, который вскрыт тремя скважинами: № 131, 133, 134.

Данными бурения охарактеризована самая верхняя часть доюрского разреза.

Проходка по фундаменту составила от 17 до 228 м. Керн отобран в двух скважинах (131,134). В основном фундамент представлен корой выветривания в виде брекчии глинистых выветрелых пород, а также базальтовыми и андезитовыми порфиритами, туфами, гранит-порфирами.

#### **Платформенный комплекс**

В мезозойско-кайнозойском осадочном чехле в районе работ выделены отложения юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

#### **Юрская система**

Юрская система представлена отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Отложения юрской системы с перерывом в осадконакоплении и с угловым несогласием залегают на складчатом фундаменте.

Породы тюменской свиты (нижняя + средняя юра) формировались, преимущественно, в континентальных условиях, меньше – в прибрежно-

морских, а, возможно, в обширных опресненных водоемах и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов (речные и озерно-болотные осадки со значительной фациальной и литологической изменчивостью в горизонтальном направлении и вертикальном разрезе). Толща характеризуется обилием углефицированных растительных остатков и пропластками углей. Выделяются группы песчаных пластов Ю<sub>16</sub>-Ю<sub>2</sub>.

Мощность тюменской свиты составляет 107- 298 м.

Наунакская (васюганская) свита (келловейский и оксфордский ярусы верхней юры) согласно залегает на породах тюменской свиты. Исследуемый район находится в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Вскрытые скважинами разрезы свидетельствуют о полифациальности условий осадконакопления - от прибрежно-морских (в незначительном объеме), до прибрежно-континентальных и континентальных.

Деление на верхневасюганскую и нижневасюганскую свиты невозможно так как для переходной зоны характерно отсутствие чистой глинистой нижневасюганской подсвиты. Деление разреза на надугольную и подугольную толщи весьма условно.

Разрез наунакской свиты условно делится на три пачки Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Границы между пачками проводятся довольно уверенно. Корреляция песчаных тел континентального генезиса возможна с определенной долей условности только в пределах пачки и поэтому все песчаные пропластки в пачке называются пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>.

С отложениями пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> связана нефтегазоносность месторождения. Мощность пластов не выдержана по площади. В сводовой части (скв.133) они более или менее монолитны, а в крыльевых зонах представлены отдельными песчаными пропластками разделенными углисто-глинистыми разностями пород или замещающими этими породами частично или полностью.

Верхняя граница свиты проводится по появлению в разрезе темно-серых пород георгиевской свиты.

Мощность васюганской свиты изменяется от 72 до 101 м.

Отложения георгиевской свиты получили повсеместное распространение по площади и представлены темно-серыми плотными аргиллитами с включениями белемнитов и пирита.

Мощность свиты изменяется от 4м до 8м.

Баженовская свита (волжский ярус верхней юры), представлена битуминозными глубоководными аргиллитами, представленными буровато-черными битуминозными аргиллитами, окремненными с пропластками известковистых аргиллитов. Отложения свиты являются литологическим и геофизическим репером, региональной покрывкой и нефтегенерирующей толщей.

Мощность отложений баженовской свиты 19- 23 м.

### *Меловая система*

Для отложений меловой системы характерна значительная фациальная изменчивость. Неоднократная активизация тектонических движений и связанные с ними трансгрессивно-регрессивные циклы приводили к смещению береговых линий древних морей. Осадки меловой системы разделены на ряд свит (снизу-вверх): куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская.

Морские осадки куломзинской свиты (берриасский, валанжинский ярусы нижнего мела) согласно залегают на отложениях баженовской свиты и представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита (низы свиты). Первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты и содержащий песчаные пласты Б<sub>16-20</sub>, получил название ачимовский пачки.

Мощность свиты 237-265 м.

Отложения тарской свиты (валанжинский ярус нижнего мела) формировавшиеся в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях

представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов. Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего пронцаемого пласта песчаников, сближенного со всей толщей тарской свиты. Кровля свиты устанавливается по появлению в разрезе пестроцветных пород киялинской свиты. Осадки тарской свиты согласно, иногда регрессивно перекрывают отложения куломзинской свиты, а сами, в свою очередь, согласно перекрываются отложениями киялинской свиты.

Мощность тарской свиты 51-66 м.

Осадки киялинской свиты (готеривский-барремский ярусы нижнего мела) формировавшиеся в условиях мелководно-морских, прибрежно-морских или лагунных представлены пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков. Выделяются песчаные пласты групп А и Б.

Мощность киялинской свиты 504-584 м

Морские и прибрежно-морские осадки алымской свиты (нижнеаптский ярус нижнего мела) представлены переслаиванием песков и глин, В нижней части свиты выделяется песчаный пласт А<sub>1</sub>. Верхняя часть преимущественно сложена серыми глинами.

Суммарная мощность 30 - 40 м.

Отложения покурской свиты (аптский, альбский ярусы нижнего мела, сеноманский ярус верхнего мела), формировавшиеся в континентальных и прибрежно-морских условиях, представлены мощной толщей континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений, состоящих из серых песков и песчаников с прослоями серых алевролитистых и песчаных глин и алевролитов. Отмечены прослой глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля. В породах содержится большое количество растительных остатков. Внутри покурской свиты условно проводится граница между отложениями верхнего и нижнего мела.

Мощность покурской свиты 745-869 м.

Морские отложения кузнецовской свиты (туронский ярус – нижнеконьякский подъярус верхнего мела) состоят из переслаивающихся алевролитистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков в кровле.

Мощность свиты 11-13 м.

Вышележащая ипатовская свита (коньякский, сантонский ярусы верхнего мела) представлена переслаиванием серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.

Мощность свиты 179-185 м.

На отложениях ипатовской свиты согласно залегают осадки славгородской свиты (кампанский ярус верхнего мела).

Отложения славгородской свиты типично морского генезиса. Это серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песка.

Общая мощность составляет 70-71 м.

Завершает разрез мезозойских отложений ганькинская свита (кампанский, маастрихтский ярусы верхнего мела, датский ярус палеоцена). Для ганькинской свиты характерны морские фации осадков. Преобладают серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов. Мощность свиты 50 - 51 м.

### **Кайнозойская эра**

Общая схема стратиграфии кайнозойских отложений выглядит следующим образом (снизу-вверх): палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы. Для кайнозойской эры характерны две различные обстановки осадконакопления. Трансгрессия моря в палеоцене – раннем олигоцене привела к формированию мощной толщи морских осадков, над которой в олигоцене – неогене и четвертичном периоде формировались континентальные отложения. Посвитное описание кайнозойской части разреза не приводится.

Суммарная мощность этих отложений составляет около 320 - 325 м.

## 2.2. Тектоническое строение

В тектоническом отношении район работ находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представляет гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. Структурно-формационные зоны фундамента ЗСП были сформированы в течение рифейско-палеозойско-триасового времени несколькими геотектоническими этапами.

В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков. Район лицензионного участка расположен в пределах Центрально-Западносибирского блока, время консолидации определяется как герцинское, что подтверждается возрастом пород и их составом. В плане Центрально-Западносибирская складчатая система представляет собой ряд субпараллельных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами. Эта складчатая система герцинид заложила в девоне и развивалась по инверсионной схеме. Девонско-каменноугольный комплекс, который выполнял первоначально прогнутые зоны, представлен терригенными и карбонатно-терригенными осадками. В завершающую стадию герцинского тектогенеза гранитизация терригенных толщ привела к их инверсии и формированию антиклинорных зон.

В начале триасового периода в процессе рифтогенеза сформированы грабен-рифты, при этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями.

На рис. 2. приводится «Фрагмент тектонической карты фундамента ЗСП», 1981, Сурков В.С., на которую вынесены границы лицензионного участка.

Лицензионный участок № 77 находится в пределах Назино-Сенькинского антиклинория, сложенного интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия. Юго-западная часть участка захватывает Айгольский синклиний, сложенный эффузивами основного состава, вероятно, относящимися к нижнему палеозою или даже верхнему докембрию. В течение континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. На этом этапе происходит формирование доюрской коры выветривания. К началу прогибания ЗСП был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозое-кайнозое при спокойном тектоническом режиме. Вследствие затухающего остаточного импульса тектонических движений, длительность которого около 200 млн. лет, платформенные структуры развивались унаследованно структурам фундамента на протяжении всей мезозойской эры. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых или палеогеновых отложений. Начиная с верхнего мела, в верхней части платформенного чехла формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

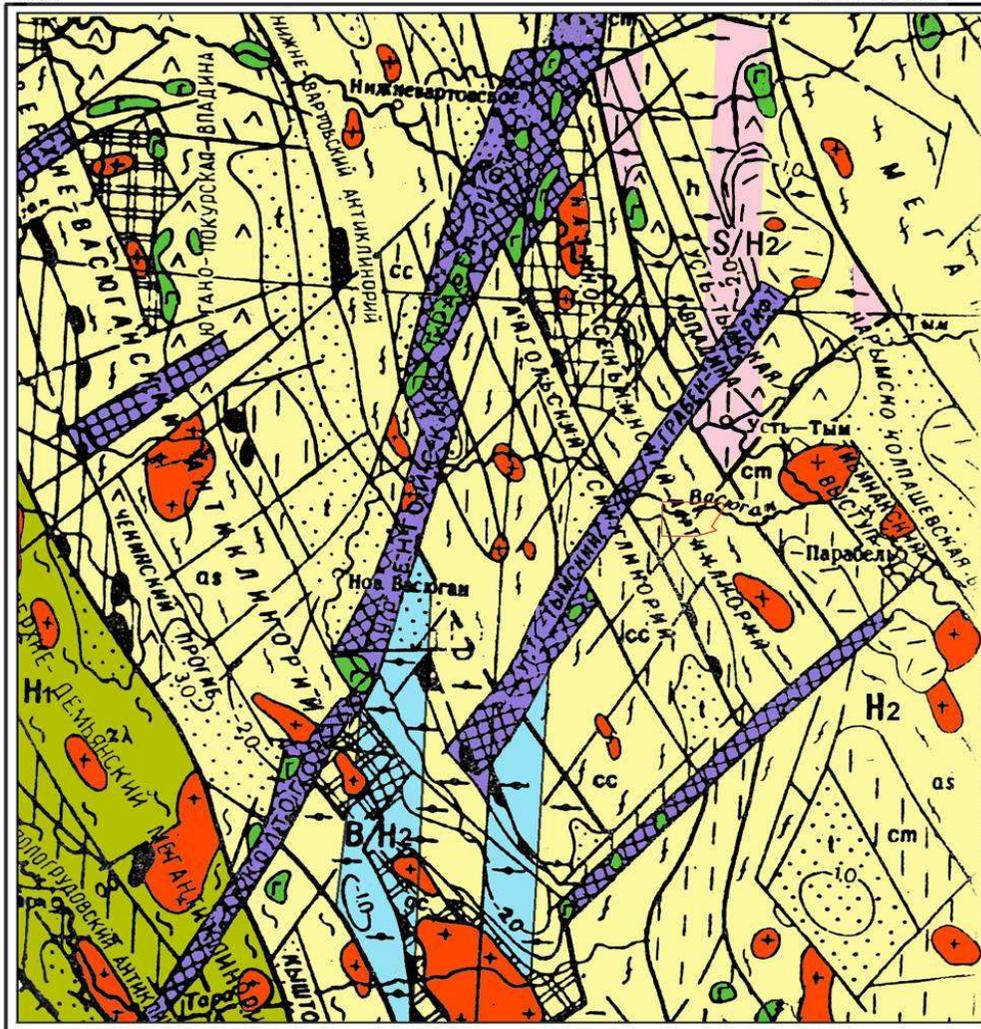
Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа.

На рис. 2.2 приводится «Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области» (Редактор В.С. Старосельцев, 1995 г.) Снежное локальное поднятие осложняет северо-западную периклиналь Парабельского мегавала. Двойное локальное поднятие находится в зоне сочленения Усть-Тымской впадины и Парабельского мегавала.

В структурном плане по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), происходит уменьшение контрастности структурных форм. Поднятия выполаживаются, а прогибы становятся менее глубокими. Анализ структурных планов и сейсмических разрезов позволяет предположить унаследованный характер тектонического развития, заложенного в юрский период.

В пределах исследуемой территории основным продуктивным горизонтом являются отложения васюганской (наунакской) свиты. С учетом толщин георгиевской свиты (2-16 м), структурный план по горизонту Па условно характеризует кровлю продуктивного горизонта Ю-I. Эрозионно-тектонические выступы фундамента в структурном плане по горизонту Па (подошва баженовской свиты) проявляются в виде цепочки локальных куполов.

Снежное локальное поднятие, более контрастное, представлено антиклинальной складкой северо-восточного простирания с пережимом в центральной части. Поднятие осложнено рядом мелких куполов, оконтуривается изогипсой –2370 м, амплитуда составляет 70 м.



**Условные обозначения:**

<b>ВОЗРАСТ СТАБИЛИЗАЦИИ</b>	<b>СТРУКТУРЫ ПРОТООРОГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b>
<b>H<sub>1</sub></b> Области раннегерцинской складчатости	Краевые прогибы (а-внутренняя зона, б-внешняя зона)
<b>H<sub>2</sub></b> Области позднегерцинской складчатости	Межгорные прогибы и внутренние впадины
<b>B/H<sub>2</sub></b> Области байкальской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом	Краевые поднятия
<b>S/H<sub>2</sub></b> Области саянско-каледонской складчатости, переработанные герцинским тектогенезом	<b>ИНТРУЗИВНЫЕ КОМПЛЕКСЫ</b>
<b>СТРУКТУРЫ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b>	Гранитоиды
Ядра антиклинорий, сложенные байкальскими складчатыми комплексами	Базальты
Ядра антиклинорий, сложенные саянскими и каледонскими складчатыми комплексами	Ультрабазальты
Основания межгорных прогибов	<b>РАЗЛОМЫ</b>
Антиклинорные зоны унаследованного этапа развития (полициклические)	Глубинные разломы, разграничивающие складчатые системы (пунктиром - не выходящие на поверхность фундамента)
Антиклинорные зоны инверсионного этапа развития (моноклические)	Разломы, разграничивающие структурно-фациальные зоны
Синклинорные зоны унаследованного типа развития	Раннесайнозойские грабен-рифты
<b>СТРУКТУРЫ ДЕЯТЕРООГЕННОГО ЭТАПА РАЗВИТИЯ</b>	Прочие разломы
Унаследованно-наложенные впадины и прогибы	<b>ПРОЧИЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ</b>
Наложенные впадины и прогибы в пределах средних и устойчивых массивов	Изопахиты отложений осадочных бассейнов в км
Раннемезозойские впадины и грабены в пределах каледонской и герцинской складчатости	Границы структурно-фациальных зон
Выступы-горсты докарельских и карельских складчатых комплексов	Палеозойский платформенный чехол в пределах областей докембрийской складчатости
Выступы-горсты байкальских складчатых комплексов	Покровы эффузивов разного состава
Выступы-горсты саянских и каледонских складчатых комплексов	<b>ФОРМАЦИИ ПРОТООРОГЕННЫЕ И ПЕРЕХОДНЫЕ</b>
<b>ФОРМАЦИИ ГЕОСИНКЛИНАЛЬНЫЕ</b>	lc Терригенно-карбонатная
g <sup>c</sup> Кремнисто-сланцевая	t Терригенная
cm Глинисто-сланцевая	h Углистая
cc Карбонатно-глинисто-сланцевая	as Аспидная
al Андезит-диоритовая	sk Спилито-кератифовая кремнисто-вулканогенная
Граница лицензионного блока 77	

Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты Томской области

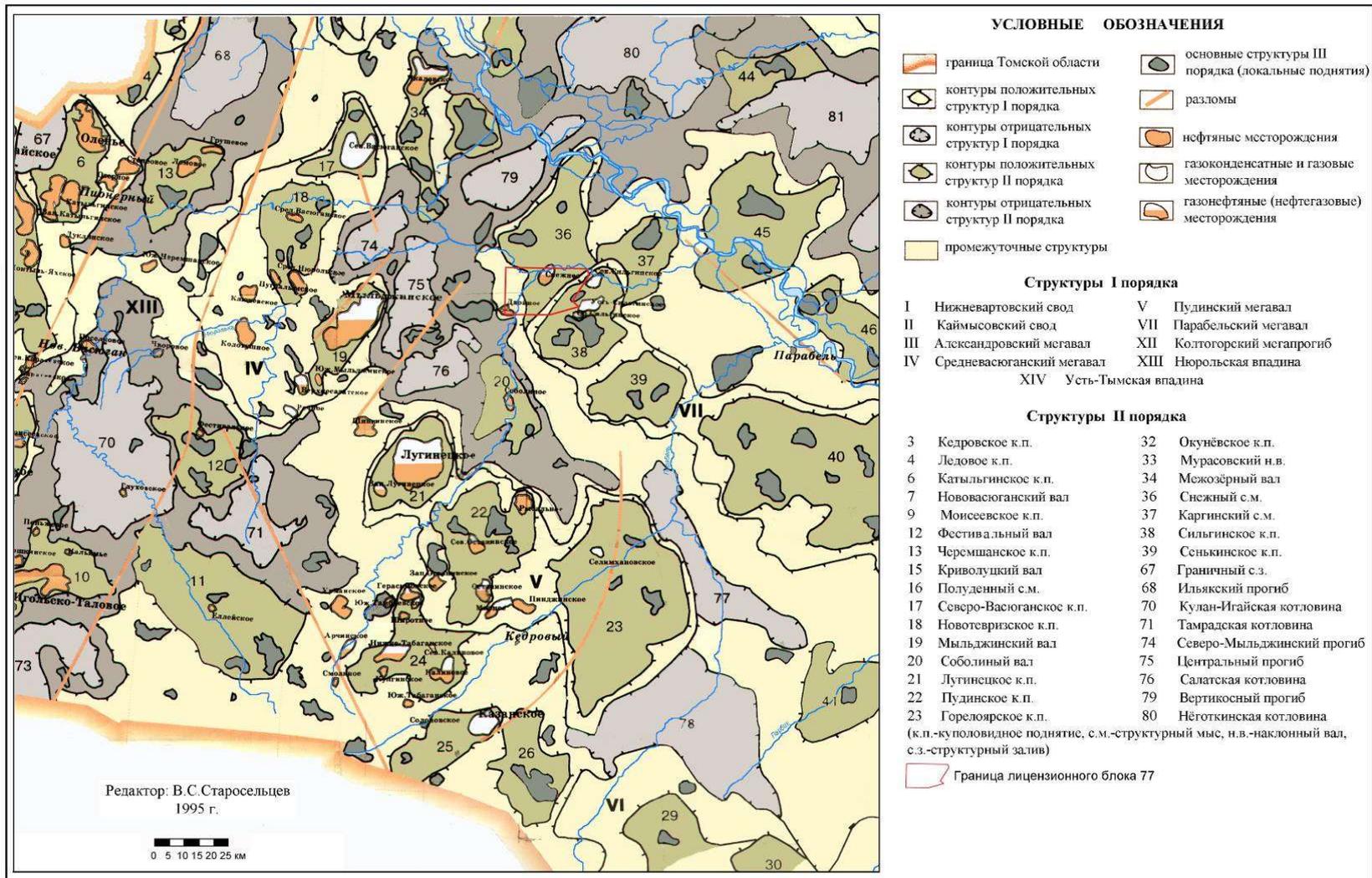


Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла

### 2.3. Нефтегазоносность

Нефтегазоносность верхнеюрских отложений Снежной площади была установлена в 1967 году в результате бурения и испытания скважины № 131.

При бурении из интервалов 2422.9-2429.6 и 2438.6-2433.6 м (наунакская свита, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) поднято соответственно 0.55 м и 4.85 м песчаников с быстро улетучивающимся запахом нефти, а по данным газового каротажа при бурении интервала пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> отмечалась высокая газонасыщенность раствора (по ТВД 20-30 см<sup>3</sup>/л)..

При испытании в колонне одновременно 3-х интервалов залегания песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в интервалах 2476-2466 м, 2447-2437 м, 2430-2408 м. и после повторного прострела интервалов 2408-2412 м, 2426-2430 м, 2441-2448 м (а.о. –2328.1-2332.1; 2346.1—2350.1; 2361.1-2368.1 м) на динамическом уровне 900 м получен приток нефти 1.5 м<sup>3</sup>/сутки и газа со среднесуточным дебитом 100 м<sup>3</sup>/сутки на 8-мм диафрагме. Газовый фактор равен 66.6 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Бурением и испытанием скважины № 131 было установлено, что пласты в верхней части юрских отложений нефтегазонасыщены и незначительные притоки из них объясняются плохими коллекторскими свойствами пород, слагающих их.

Скважина № 132 пробурена на расстоянии 5.4 км к юго-западу от скв №131. Перспективная часть разреза горизонта Ю<sub>1</sub>, давшая при испытании скважины № 131 приток нефти и газа, в скважине № 132 залегает на 25 м гипсометрически ниже и оказалась представлена двумя маломощными (1,0 и 1,8 м.) пропластками песчаников с низкими коллекторскими свойствами. По керну и материалам ГИС песчаники нефтенасыщены.

По окончании бурения в скважине с помощью пластоиспытателя были опробованы отложения наунакской свиты и пласт Ю<sub>2</sub> тюменской свиты в интервале 2398-2558 м (а.о. –2338-2498 м). В связи с низкой фильтрационной характеристикой коллекторов и длительным воздействием на них фильтрата

глинистого раствора приток пластового флюида не получен. Объект характеризуется как практически «сухой».

После бурения 2-х скважин работы на площади были прекращены, и оценка запасов не производилась.

Второй этап поисково-разведочных работ приходится на 1983-84 годы, когда на месторождении были пробурены скв. №№ 133,134.

Скважины № 133, заложенной в 3 км севернее от скважины № 131.

В скважине № 133, вскрывшей доюрский фундамент на глубину 224 м (2581-2805 м), из интервала 2623.3-2642.4 м отобрано 4.6 м керна с быстро улетучивающимся запахом нефти представленного трещиноватыми глинисто-кремнистыми и глинисто-опесчаненными породами. При испытании в колонне интервала 2623 – 2642 м. получен небольшой приток воды, минерализация – 4.2 г/л, газовый фактор – 2.4 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

В скважине № 133 горизонт Ю<sub>1</sub> представлен пластами: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (интервал 2390,8-2402,8 м; а.о. –2313,1-2318,1 м) и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (интервал 2405.6-2440,2 м, а.о. – 2323,7-2358,3 м).

Оба пласта содержат признаки нефтенасыщения в керне и сложены мелкозернистыми, крепко сцементированными песчаниками.

При опробовании в процессе бурения интервала 2381-2426 м (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и верхняя часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) получен приток газа. При испытании в колонне из интервала 2395-2404м получен приток газа дебитом 35.7т. м<sup>3</sup>/сут на 5мм штуцере. При испытании пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в колонне из интервала 2419-2433 м (а.о. –2337.1-2351.1 м) получен приток нефти дебитом 0.24 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 1 мм..

Таким образом, скважина № 133 подтвердила наличие газовой и нефтяной залежей в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> наунакской свиты в пределах Снежного поднятия.

С целью изучения распространения коллекторов и установления их мощности в крыльевых частях в 1984 г. на северо-западном крыле структуры была пробурена скважина № 134.

В разрезе скважины 134 песчаные отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> замещены алевролитами (интервал 2440,5 – 2453,8 м), а коллектора пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (интервал 2454,8-2477,9 м) представлены тремя маломощными (0,6-0,8 м.), слабопроницаемыми песчаниками которые по керну при выносе 100% и по материалам ГИЗ характеризуются как водонасыщенные.

Признаки нефти в керне отмечены только в трещиноватых аргиллитах нижней части баженовской свиты.

При опробовании в процессе бурения интервала пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (2449-2470 м) за 110 минут (депрессия 150 ат) получено 40 л нефти. Можно предположить, что приток нефти получен из алевролитов пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> той части разреза, которая не охарактеризована керном.

По материалам ГИС определенный интерес представляет интервал 2514-2523 м (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>) насыщение которого неясное. В разрезе других скважин он не отмечается и поэтому не исключено, что в районе скважины 134 имеет место литологически экранированная залежь.

Результаты, полученные при бурении и испытании дополнительных скважин № 133 и 134, дали возможность проследить развитие коллектора по площади, оконтурить залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, произвести по ней подсчет запасов нефти по категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

Площадь подсчета запасов нефти категории С<sub>1</sub> была ограничена подсчетной границей на а.о. –2384 м, проведенной по кровле первого эффективного водонасыщенного пропластка в скв. 134 на севере, другие направления ограничиваются радиусом влияния продуктивной скважины.

Запасы категории С<sub>2</sub> были оценены в пределах условно принятого контура нефтеносности на а.о. –2384 м и условной линией, проведенной через скважину № 132 в широтном направлении.

По категории С<sub>1</sub> были представлены запасы в количестве 4040/1010 тыс.тонн при КИН – 0,25, по категории С<sub>2</sub> – 4412/882 тыс.тонн при КИН - 0,2. На уровне ЦКЗ извлекаемые запасы по категории С<sub>1</sub> были приняты в количестве 808 тыс.тонн (КИН – 0,2).

В 1988 г. после ревизии все запасы категории  $C_2$  были списаны, а балансовые запасы категории  $C_1$  были отнесены к забалансовым. В 1996 г. запасы по месторождению были пересмотрены, и по причине низких коллекторских свойств и небольших притоков коэффициент извлечения нефти (КИН) был уменьшен с 0.20 до 0.10. В этом же году запасы вновь возвращены в балансовые и на 01.01.2004 г. они составляют по категории  $C_1$  4040/404 тыс. тонн.

По пласту  $Ю_1^1$  подсчет запасов не производился, так как при испытании в скважине 133 из интервала 2395-2404м получен приток газа дебитом 35.7т. м<sup>3</sup>/сут на 5мм штуцере, а специальных исследований газоконденсатной залежи не производилось. В ранее испытанной скважине 131 при одновременном испытании пластов горизонта  $Ю_1$  на устье отмечалось пульсирование газа – 40-300 м<sup>3</sup>/сут на 8мм диафрагме – характерный признак при совместном испытании нефтяной и газовой залежей.

Снежное нефтяное месторождение, имеющее сложное геологическое строение, согласно действующим нормативным документам являлось не достаточно изученным на поисково-разведочном этапе и не подготовленным для промышленного освоения. В целях реализации лицензионного соглашения начат третий этап геологоразведочных работ. Этот этап включает: проведение на месторождении дополнительных сейсморазведочных работ и ряд мероприятия по интенсификации притоков нефти как в ранее пробуренных, ликвидированных скважинах так и во вновь пробуренных скважинах.

На основе проведенных сейсморазведочных работ была получена новая современная геолого-геофизическая основа, позволяющая составить модель месторождения и качественно проектировать первую стадию разработки Снежного месторождения в рамках пробной эксплуатации первоочередного участка.

В ранее ликвидированной скважине № 133 после работ по ее восстановлению, проведены работы по испытанию продуктивного пласта  $Ю_1^2$  (совместно с  $Ю_1^1$ ), которые показали, что из коллекторов с низкими

фильтрационно-емкостными характеристиками после проведения гидроразрыва пласта реально получение промышленных притоков нефти. Из интервалов перфорации: 2395,4-2403,6; 2419,1-2433,6; 2438,2-2440,3; 2443,6-2445,1; 2446,4-2448,3 получен приток безводной нефти в объеме 28,4 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 8 мм. За счет работы газовой залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> газовый фактор составил 264 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. До гидроразрыва (испытания 1984 г.) дебит скважины составлял 0.24 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 1 мм.

В результате проведенных на третьем этапе работ установлено, что на Снежном месторождении имеет место нефтяная залежь в пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> наунакской свиты, в которой из терригенных коллекторов с ухудшенной фильтрационно-емкостной характеристикой после проведения гидроразрыва пласта получены промышленные притоки нефти. Эта информация, позволила уточнить геологическую модель залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и её запасы нефти(2005 г).

Толщины продуктивных пластов представлены в таблице 2.1, а объем проведенных исследований в таблице 2.2.

Таблица 2.1 – Характеристики толщин продуктивных пластов

Пласт	Толщина	Наименование	По пласту в целом
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Общая	Среднее значение, м	13,3
		Интервал изменения, м	3,8-28,0
	Эффективная	Среднее значение, м	6,6
		Интервал изменения, м	2,0-10,2
	Нефтенасыщенная	Среднее значение, м	6,2
		Интервал изменения, м	2,8-10,2

Таблица 2.2 – Объем проведенных исследований продуктивных пластов по скважинам

№ скв.	Назначение	Состояние на 07.2005 г.	Дата бурения	Глубина забоя, м	Интервалы вскрытых продуктивных пластов,	Объем проведенных исследований			
						Интервал отбора керна (% выноса)	Глубина проведения ГИС (ПС, КС)	Интервал гидродинамических исследований	Отбор глубинных, поверхностных проб
131	Поисковая	Ликвидирована	15.04.67-25.06.67	2630-пр 2677-ф	2426,2-2446,6 -Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2417,6- 2448,6 (35,7%)	355-2680	2408 –2430 2437-2447 2466-2476	Поверхностные пробы нефти
132	Поисковая	Ликвидирована	31.10.67-05.01.68	2520-пр 2558-ф	2430,0-2431,0 -Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2427,2-2454,8 (58,7%)	300-2554	2398-2558 (ИП)	Не отбирались, нет притока
133	Поисковая	Восстановлена из ликвидированных	12.09.83-11.12.83	2800-пр 2805-ф	2419,6-2434,6 - Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2419,3-2439,7 (83,3%)	673-2795	2395,6-2403,6 2419,1-2433,6 2438,2-2440,3 2443,6-2445,1 2446,4-2448,3	Глубинные и поверхностные пробы нефти.-
134	Поисковая	Ликвидирована	25.02.84 29.04.84	2800 пр 2815 ф	2456,4-2473,4 Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2451,7-2477,1 (94,5%)	734-2805	2449-2470 (ИП)	Поверхностные пробы нефти
135	Оценочная	В испытании	27.02.05 09.04.05	2660 пр 2665 ф	2413,3-2453,9 Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	2410,7-2419,8 (100%) 2428,0-2437,0 (100%) 2442,8-2452,6 (98%)	605-2665	2408,9-2412 2423-2431,5	Глубинные и поверхностные пробы нефти, газа и воды

## Подсчетные параметры, балансовые запасы нефти

Объектом подсчета по данным ГИС, керну и результатам испытания (опробования) являлся пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> наунакской свиты (верхняя юра).

Категории запасов по залежам определены в соответствии с «Инструкцией ГКЗ».

Продуктивность пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> установлена в разрезах скв. №№131, 132, 133, 135, где он был испытан. По материалам ГИС в разрезе этих скважин пласт полностью нефтенасыщен, в разрезе скважины № 134 он водонасыщен полностью. В трех скважинах №№131,133,135 был получен приток нефти. Условный водонефтяной контакт, как и в предыдущем подсчете (протокол ЦКЗ январь 1886г.), принят на а.о. –2384 м. по кровле верхнего проницаемого водонасыщенного пропластка коллекторов в разрезе скв. №134.

Внешний и внутренний контур нефтеносности установлен по структурным картам кровли и подошвы пласта, построенных по кровле и подошве первого и последнего проницаемого пропластка с использованием структурной карты по отражающему сейсмогоризонту Па (подошва баженовской свиты) с внесением корректив по результатам бурения. Подсчет запасов нефти и растворенного газа по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> производился отдельно для нефтяной (НЗ) и водонефтяной (ВНЗ) зон. Определение площадей, эффективных нефтенасыщенных толщин и объемов производилось по каждой из зон отдельно. Остальные подсчетные параметры приняты одинаковыми для всех зон. Площадь нефтеносности и объем нефтенасыщенных коллекторов определялись планиметрированием по карте эффективных нефтенасыщенных толщин масштаба 1 : 50000.

### ***Категория С<sub>1</sub>***

Площадь подсчета запасов нефти категории С<sub>1</sub> ограничена подсчетной границей на а.о. – 2384 м (ВНК), другие направления ограничиваются радиусом влияния продуктивной скважины. равным двум шагам

эксплуатационной сетки (1000 м.) В пределах площади находятся скв. №131,133,135.

Площадь нефтеносности для нефтяной зоны (НЗ) составляет 7480 тыс. м<sup>2</sup>, объем коллекторов 63110 тыс. м<sup>3</sup>, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 8,4 м. Площадь нефтеносности для нефтеводяной зоны (НВЗ) составляет 2100 тыс. м<sup>2</sup>, объем коллекторов 10500 тыс. м<sup>3</sup>, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 5,0 м.

Коэффициент открытой пористости по данным исследования керна равен 0,143, а по данным промысловой геофизики равен 0,139 поэтому в подсчет принята величина 0,14.

Коэффициент нефтенасыщенности принят по промысловой геофизике и составляет 0,61.

Плотность нефти в стандартных условиях принята по пробе из скв. 131 равной 0,832 т/м<sup>3</sup> Пересчетный коэффициент в связи с отсутствием исследования глубинных проб нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> принят по аналогии с другими месторождениями имеющие схожие характеристики нефти и составляет 0,84.

Отсюда балансовые запасы нефти составляют:

Для нефтяной зоны  $Q_{НБ} = 63110 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 3767$  тыс. т.

Для нефтеводяной зоны  $Q_{НБ} = 10500 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 627$  тыс. т.

В целом по категории С<sub>1</sub>  $Q_{НБ} = 73610 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 4394$  тыс. т.

Коэффициент нефтеизвлечения принят равным 0,25 по следующим причинам. Во-первых, по аналогии с месторождениями Томской области имеющими схожее геологическое строение. Во-вторых, при первоначальном подсчете запасов (протокол ЦКЗ январь 1986 г.) предлагаемая авторами величина КИН - 0,25 была уменьшена до 0,20 по причине низких дебитов нефти из коллекторов с плохими фильтрационно-емкостными характеристиками. Проведенные спустя 20 лет испытания скважин с

применением гидроразрывов пластов показали, что при современных технологиях становится вполне рентабельной разработка залежей с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками коллекторов.

Извлекаемые запасы нефти составили:

Для нефтяной зоны  $Q_{и} = 3765 \times 0,25 = 942$  тыс. т.

Для нефтяной зоны  $Q_{и} = 627 \times 0,25 = 157$  тыс. т.

В целом по категории  $C_1$   $Q_{и} = 4394 \times 0,25 = 1099$  тыс.т.

Для подсчета запасов растворенного газа величина газового фактора была принята равной  $65,9 \text{ м}^3/\text{т}$ , как средняя по результатам исследования в скв. №131 и 133

Балансовые запасы газа в целом по категории  $C_1$  составили:

$Q_{ГБ} = 1099 \times 65,9 = 289$ млн.м<sup>3</sup>

Извлекаемые запасы газа в целом по категории  $C_1$  составили:

$Q_{ГИ} = 1099 \times 65,9 = 72$  млн.м<sup>3</sup>

### ***Категория $C_2$***

Запасы категории  $C_2$  оценивались в пределах условно принятого контура нефтеносности на а.о. –2384 м и границ запасов категории  $C_1$ .

Площадь нефтеносности для нефтяной зоны (НЗ) составляет 6310тыс. м<sup>2</sup>, объем коллекторов 29970 тыс. м<sup>3</sup>, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,7 м. Площадь нефтеносности для нефтеводной зоны (НВЗ) составляет 17800 тыс. м<sup>2</sup>, объем коллекторов 71800 тыс м<sup>3</sup>, а средняя эффективная нефтенасыщенная толщина 4,0 м.

Все остальные подсчетные коэффициенты приняты по аналогии с категорией  $C_1$

Отсюда балансовые запасы нефти составляют:

Для нефтяной зоны  $Q_{НБ} = 29970 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 1789$  тыс.т.

Для нефтеводной зоны  $Q_{НБ} = 41830 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 2496$  тыс. т.

В целом по категории  $C_1$   $Q_{НБ} = 71800 \times 0,14 \times 0,61 \times 0,832 \times 0,84 = 4285$

тыс. т.

Извлекаемые запасы нефти составили:

Для нефтяной зоны  $Q_{и} = 1789 \times 0,25 = 447$  тыс. т.

Для нефтяной зоны  $Q_{и} = 2496 \times 0,25 = 624$  тыс. т.

В целом по категории  $C_1$   $Q_{и} = 4285 \times 0,25 = 1071$  тыс. т.

Балансовые запасы газа в целом по категории  $C_1$  составили:

$Q_{ГБ} = 4285 \times 65,9 = 282$  млн.м<sup>3</sup>.

Извлекаемые запасы газа в целом по категории  $C_1$  составили:

$Q_{ГИ} = 1071 \times 65,9 = 70$  млн.м<sup>3</sup>.

В целом по месторождению по категории  $C_1+C_2$  запасы (геологические/извлекаемые) нефти составляют 8679 / 2170 тыс.т., запасы газа составляют 571 /142 млн. м<sup>3</sup>.

Подсчетные параметры и запасы по категориям приведены в таблице 2.3

Таблица 2.3 - Таблица подсчета запасов нефти и газа по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения

Пласт	Категория запасов	Зона	Подсчетные параметры									Начальные запасы нефти, тыс. тонн		Начальные запасы газа, млн. м <sup>3</sup>	
			Площадь	Толщина	Объем	Пористость	Нефтенасыщенность	Удельный вес	Пересчетный коэф.	Газовый фактор	КИН	балан.	извл.	балан.	извл.
			тыс. м <sup>2</sup>	м	тыс. м <sup>3</sup>	д.е.	д.е.	т/м <sup>3</sup>	д.е.	м <sup>3</sup> /т	д.е.				
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	С <sub>1</sub>	НЗ	7480	8,8	63110	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	3767	942	248	62
		ВНЗ	2100	5,0	10500	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	627	157	41	10
		всего	9530	7,7	73610	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	4394	1099	289	72
	С <sub>2</sub>	НЗ	6310	4,7	29970	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	1789	447	118	29
		ВНЗ	11490	3,6	41830	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	2496	624	164	41
		всего	17800	4,0	71800	0.14	0.61	0.832	0.84	65,9	0.25	4285	1071	282	70
	С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>											8679	2170	571	142

## *Нефтегазоносность разреза*

Согласно схеме нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под ред. И.И.Нестерова, А.В.Шпильмана и др., 2010 г.) территория Снежного лицензионного участка расположена в Усть-Тымском и Парабельском нефтегазоносных районах Пайдугинской нефтегазоносной области. Снежное месторождение относится к Парабельскому НГР (рис. 2.). Все месторождения УВС Парабельского НГР являются мелкими. Наиболее крупными из них являются Снежное и Усть-Ильгинское [1].

По результатам геолого-геофизического изучения и испытания скважин установлена нефтегазоносность верхнеюрских отложений – пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> наунакской свиты и пласта Ю<sub>0</sub> баженовской свиты.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> является нефтегазоконденсатной. Тип залежи определен как неполный пластово-массивный. Средняя общая толщина пласта составляет 57,2 м, средняя эффективная толщина – 20 м, средний коэффициент песчаности по скважинам – 0,4, расчлененности – 12,1. Гистограммы распределения эффективной толщины, коэффициента песчаности и расчлененности приведены на рис. 2.-2..

По комплексу промыслово-геофизических материалов по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам газонефтяной контакт залежи принят на а.о. –2322,4 м, а ВНК на а.о. –2375,8 м.

Размеры залежи 14,9x7,9 км, площадь 57,3 км<sup>2</sup>, в том числе 3,4 км<sup>2</sup> газовой части. Высота залежи – 71 м. Объем газовой части залежи составляет 3% от объема нефтегазонасыщенных пород.

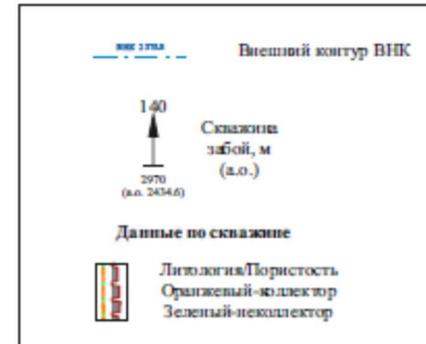
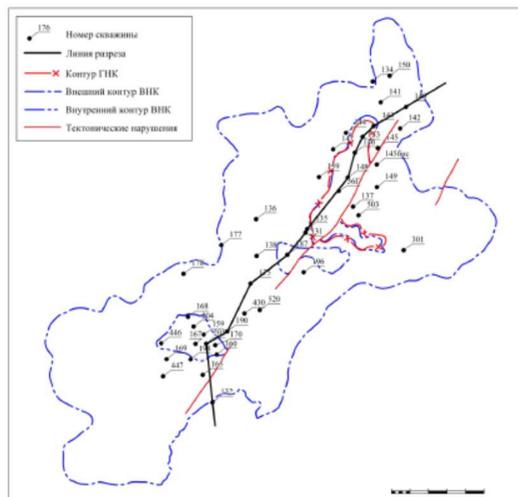
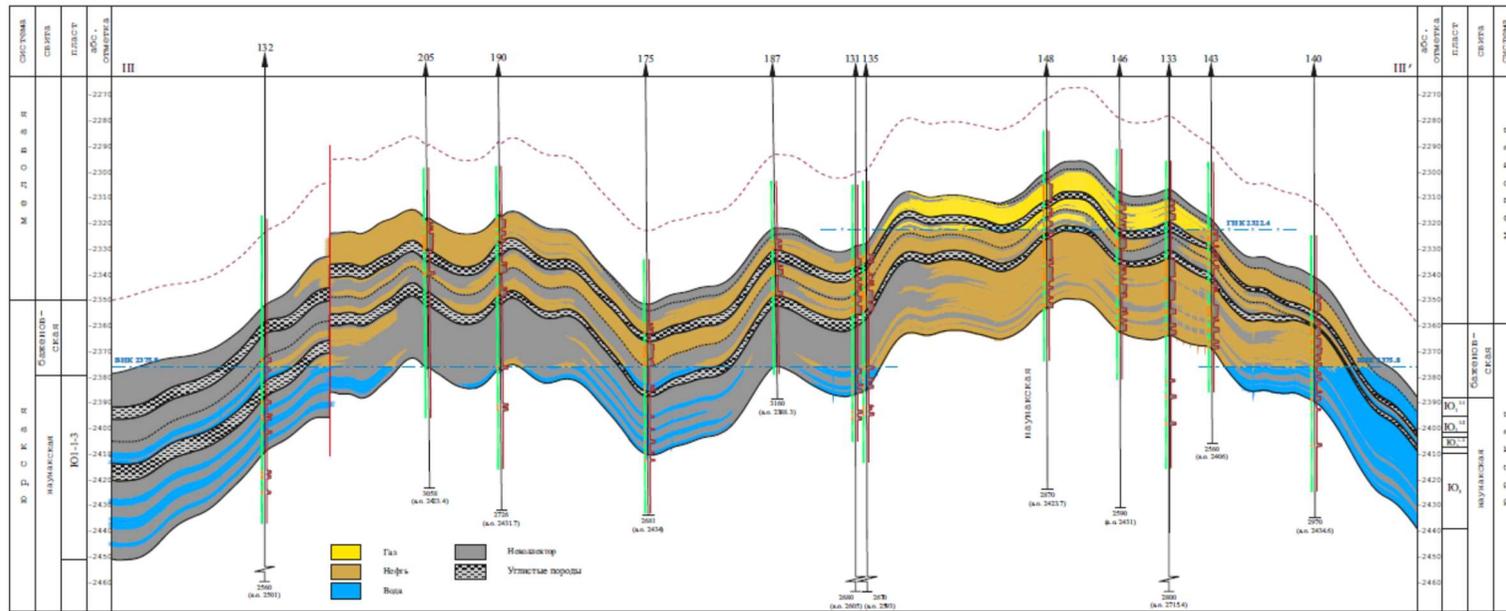


Рисунок 2.3 - Геологический разрез Снежного месторождения по линии скважин №132-205-190-175-187-131-135-148-146-133-143-140



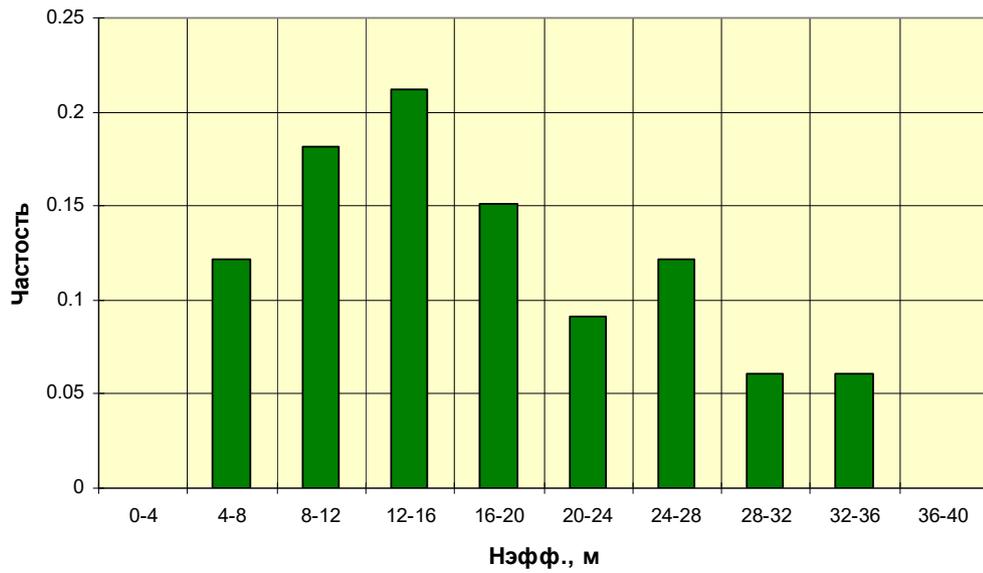


Рисунок 2.5 – Гистограмма распределения эффективной толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

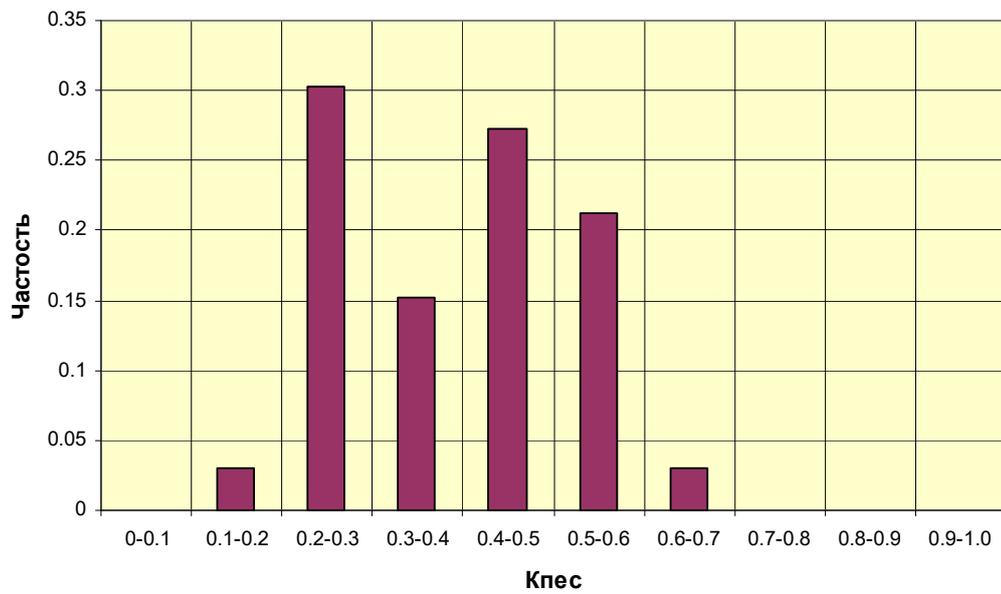


Рисунок 2.6 – Гистограмма распределения коэффициента песчаности пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

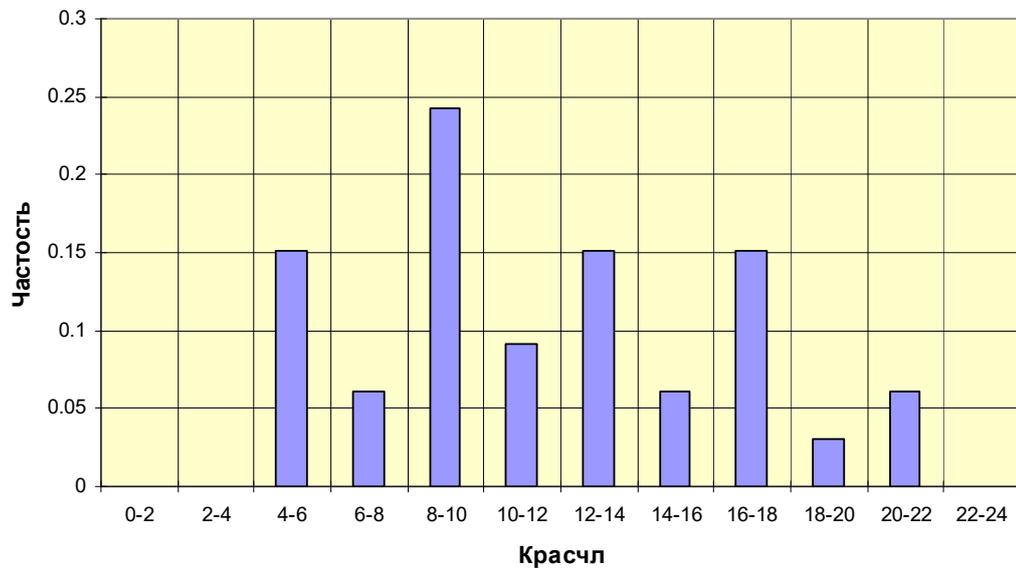


Рисунок 2.7 – Гистограмма распределения расчлененности пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

## 2.4. Водоносность

### Характеристика режима водонапорного бассейна

Район работ расположен в пределах Западно-Сибирского артезианского бассейна и Среднеобского бассейна второго порядка, согласно районированию, принятому в монографии “Гидрогеология СССР”.

Гидрогеологический разрез района расчленяется на 5 водоносных комплексов:

1. Палеоген - четвертичный. Воды четвертичных отложений безнапорные, иногда с местным, локальным напором, имеют гидрокарбонатно-кальциево-магниевый состав, иногда загрязнены, с минерализацией 0,12-0,79 г/л.

Воды палеогеновой системы пресные, гидрокарбонатно-кальциево-магниевые с минерализацией 0,2-0,4 г/л.

2. Верхнемеловой (покурская свита). Комплекс представляет собой значительную по величине, водонасыщенную, преимущественно песчаную толщу, входящую в состав покурской свиты. Верхним водоупором являются глины кузнецовской свиты. Кровля комплекса находится на относительной глубине 670,0-700,0 метров, подошва приурочена к глинистым образованиям кошайской пачки (алымской свиты), залегающей на относительных отметках 1360,0-1370,0 м.

Эффективная суммарная толщина комплекса в рассматриваемом районе составляет 200 и более метров.

Фильтрационные свойства отложений по данным региональных исследований таковы: пористость – 40 %, проницаемость до десятков Дарси.

Воды имеют состав от гидрокарбонатно-кальциевого до хлоридно-кальциевого с минерализацией от 4 г/л в кровле до 16 г/л в подошве комплекса.

3. Нижнемеловой (алымская, киялинская, тарская и куломзинская свиты). Представлен отложениями алымской, вартовской, тарской и

куломзинской свит. Водоупорной кровлей являются отложения кошайской пачки. Подстиляется комплекс аргиллитами куломзинской свиты. Отложения комплекса значительно менее водообильны по сравнению с вышележащими осадками покурской свиты. Ввиду разнообразия морфологии резервуаров водоносные горизонты плохо выдержаны как по площади, так и в разрезе. Воды хлор-кальциевые, с минерализацией 18,8-20,5 г/л.

Отличительной чертой вод нижнемелового комплекса является высокое содержание йода и кальция, превышающее содержание этих элементов в залегающих ниже юрских отложениях, при этом обладающих более высокой минерализацией (в 2 и более раз).

Воды комплекса напорные. Статистический уровень по региональным замерам устанавливается на отметке +100 м.

4. Юрский (наунакская и тюменская свиты). Юрский водоносный комплекс имеет ряд особенностей. Во-первых, это резкое повышение минерализации и содержания большинства макро и микрокомпонентов (магний, калий, бром, стронций, литий, рубидий), что обусловлено высокой гидрогеологической закрытостью, замедленным водообменом, более высокими пластовыми давлениями и температурами. Все это, в свою очередь, приводит к более интенсивному растворению водовмещающих пород. Во-вторых, более низкая степень метаморфизации химического состава вод (относительно меловых отложений).

Связано это с ухудшением коллекторских свойств и невыдержанностью песчаных пластов, особенно в отложениях тюменской свиты.

Воды газонасыщенные, газосодержание колеблется в пределах 1,1-2,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. По составу воды хлоридно-кальциевые, с минерализацией 30 г/л.

5. Доюрский. Доюрский водоносный комплекс приурочен к верхней части образований складчатого палеозоя. Комплекс характеризуется низкой водообильностью за исключением зон повышенной трещиноватости горных пород.

Воды имеют повышенную минерализацию, до 68 г/л, в состав входит большинство макро и микроэлементов, за исключением гидрокарбонат-иона.

Пониженное содержание гидрокарбонат иона может быть обусловлено замедлением процесса разложения полевых шпатов вследствие их низкого содержания во вмещающих породах [2].

Состав и свойства пластовых вод пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения охарактеризованы шестнадцатью поверхностными пробами из девяти скважин.

Минерализация пластовой воды была получена по результатам анализа 16 проб воды, отобранных из скважин 133, 135, 137, 138, 140, 144, 147, 149 и 150 пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и соответствует 35,8 г/л.

В таблице 2.4 приведены свойства и состав пластовых вод Снежного месторождения. По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно характеристики Сулина В.А. пластовая вода пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> относится к хлоркальциевому типу.

По утвержденным в ГКЗ временным требованиям к изучению и подсчету запасов попутных вод нефтяных и газонефтяных месторождений, как источника минерального сырья, пластовые воды представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья при ожидаемой попутной добыче их на одном месторождении в количестве не менее 250 тыс. м<sup>3</sup> и при ориентировочном уровне содержания компонентов (мг/л), превышающем: для йода – 10, брома – 200, бора – 250, лития – 10, рубидия – 3, цезия – 0,5, стронция – 300, германия – 0,05, вольфрама – 0,03, калия – 1000, магния – 500. Как видно из таблицы 2., пластовая вода пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> не представляет промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

Таблица 2.4 – Свойства и состав пластовых вод пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного месторождения

Наименование параметра	Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	
	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность воды, г/см <sup>3</sup>	1,021-1,028	1,025
Химический состав вод, мг/л		
K <sup>+</sup>	384-1220	684,8
Na <sup>+</sup>	10458-13300	11901
Ca <sup>+2</sup>	820-1846	1125
Mg <sup>+2</sup>	122-728	320
Cl <sup>-</sup>	18574-22759	21215
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	771-1220	973
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	<3	<3
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	5-153	55,3
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	7,9-59,6	34,9
Br <sup>-</sup>	13,8-85,2	57
J <sup>-</sup>	1,4-6,3	3,4
B <sup>+3</sup>	1-6	3,4
Li <sup>+</sup>	1,1-5,7	3,5
Sr <sup>+2</sup>	188-340	254,3
Rb <sup>+</sup>	0,32-0,47	0,43
Cs <sup>+</sup>	0,12-0,32	0,18
Общая минерализация, г/л	31,3-38,4	35,8
Водородный показатель, рН	6,8-7,4	7
Тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб (скважин)	16 (9)	

Согласно «Схематической карте мерзлотных зон и подзон» В.В. Баулина рассматриваемый лицензионный участок расположен в зоне отсутствия многолетнемерзлых пород (ММП), рис. 2.. По данным бурения поисковых и разведочных скважин в пределах Снежного месторождения многолетнемерзлых пород не установлено.

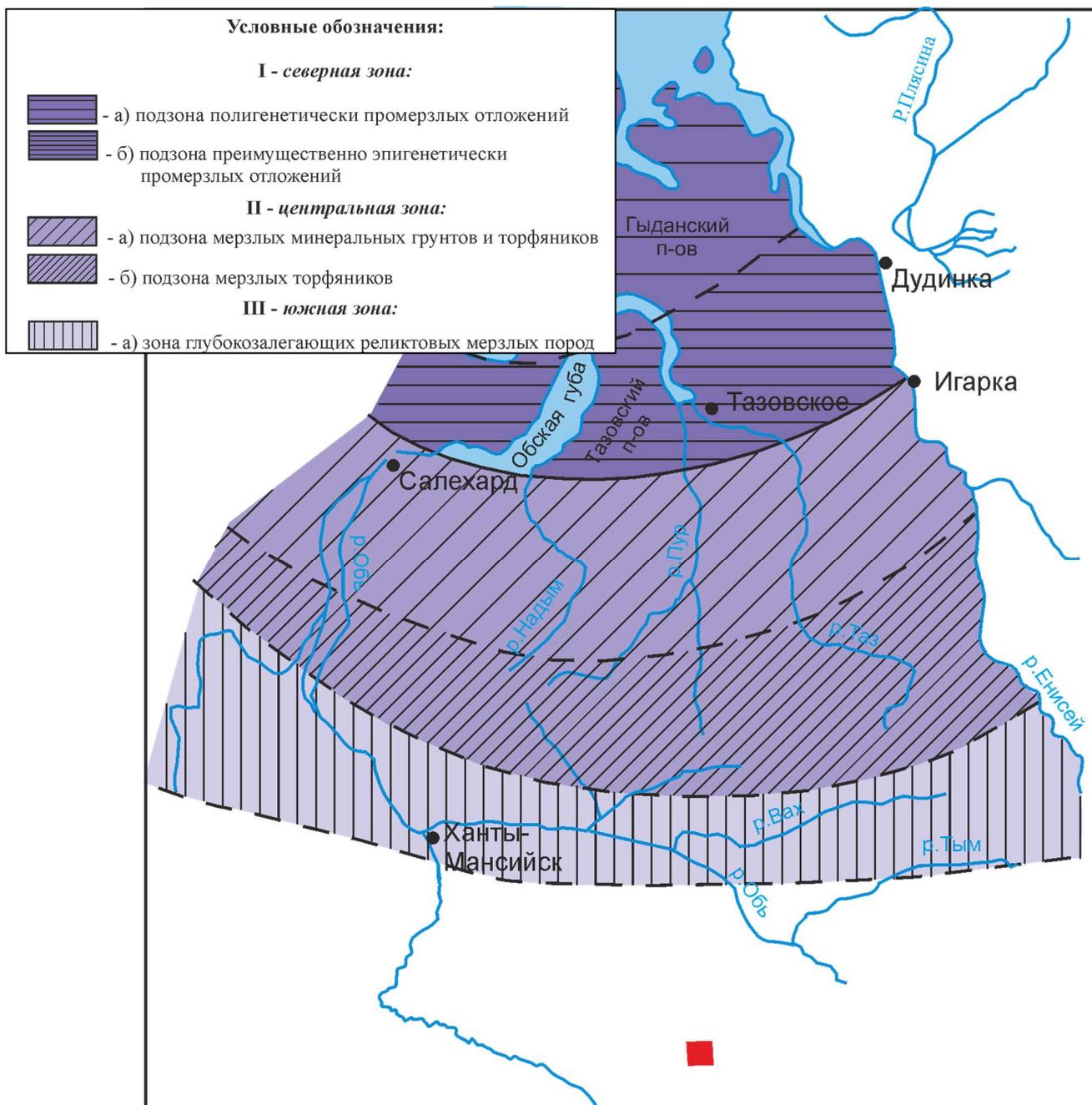


Рисунок 2.8 – Схематическая карта мерзлотных зон и подзон (В.В. Баулин)

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 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, 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 4.1

Таблица 4.1 – 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	3465
Выполнение специальных исследований керна	ССН, часть-7, табл. 12, стр. 264	проб	1352
Литолого-минералогические, палеонтологические и седиментологические исследования	ССН, часть-7, табл. 12.1, стр. 266	проб	870
Формирование и паспортизация эталонных коллекций керна	ССН, часть-7, табл. 12.1, стр. 266	шт.	68
Формирование и паспортизация представительных коллекций керна	ССН, часть-7, табл. 12.1, стр. 266	шт.	335
Подготовка отчета	ССН, часть-7, табл. 12.2, стр. 267	шт.	1

#### **4.2 Расчет стоимости работ по исследованию керна и флюидов на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении**

Перечень должностей и специальностей, приведен в таблице 4.2 и таблице 4.3. Затраты на проведение исследований керна приведены в таблице 4.3. При расчете стоимости цены учитывались уже с заработными платами сотрудников.

Таблица 4.2 – 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 4.3 – 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	1,8	22 450	132 948,90
Старший лаборант	0,07	1	1,8	27 650	3 483,90
Инженер	0,07	1	1,8	28 950	3 647,70
Младший научный сотрудник	0,07	1	1,8	29 520	3 719,52
Главный геолог	0,07	1	1,8	30 050	3 786,30
Начальник отдела петрофизических исследований	0,07	1	1,8	35 400	4 460,40
Заведующий лабораторией	0,07	1	1,8	40 530	5 106,78
<b>ВСЕГО по Проекту</b>	<b>0,89</b>				
<b>ИТОГО основная зарплата</b>					<b>157 153,5</b>

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[9]. 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% [10, 11].

Общие затраты на проведение исследований керна по одной скважине Снежного месторождения приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Затраты на проведение исследований керна по одной скважине Снежного месторождения

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Стоимость ед. услуг без НДС, руб.	Кол-во	Стоимость без НДС, руб.
	<b>Вывоз керна в лабораторию</b>		48 000		48 000
<b>1</b>	<b>Приемка, подготовка, профильные и стандартные исследования керна</b>				
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 выбуривания образцов	п.м.	265	190	50 350
1.6	Детальное послойное макрописание 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	Выбуривание 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
	<b>Итого</b>				<b>2 318 481,2</b>

Продолжение таблицы 4.4

<b>2</b>	<b>Выполнение специальных исследований керна</b>				
2.1	Определение удельного электрического сопротивления в атмосферных условиях	обр.	313,50	550	172425
2.2	Определение капиллярных свойств методом полупроницаемой мембраны и электрического сопротивления на 7 точках давления вытеснения	обр.	9 987	160	1597920
2.3	Определение эффективной проницаемости	обр.	1 950	160	312000
2.4	Определение УЭС (удельного электрического сопротивления с расчетом параметра пористости $R_p$ ) в пластовых условиях	обр.	3 196	105	335581,1
2.5	Определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды	опыт	70 000	10	700000
2.6	Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой	опыт	50 000	6	300000
2.7	Определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и газа	опыт	90 000	2	180000
2.8	Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти газом	опыт	55 000	2	110000
2.9	Определение смачиваемости поверхности породы количественным методом по стандарту ОСТ 39-180-85	обр.	4 900	12	58800
2.10	Определение абсолютной проницаемости	обр.	1 150	160	184000
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	446550
	<b>Итого</b>				<b>4 397 276,05</b>

Продолжение таблицы 4.4

<b>3</b>	<b>Литолого-минералогические, палеонтологические и седиментологические исследования</b>				
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
	<b>Итого</b>				<b>2 367 790,00</b>

Продолжение таблицы 4.4

<b>4</b>	<b>Формирование и паспортизация эталонных коллекций зерна</b>				
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 зерном	шт.	32,00	80	2 496,00
4.4	Укладка коробок с зерном на поддоны для транспортировки	шт.	30,00	80	2 340,00
	Материалы				4 200,00
	<b>Итого</b>				<b>30 980,00</b>
<b>5</b>	<b>Формирование и паспортизация представительных коллекций зерна</b>				
5.1	Поперечная распиловка (коллекция зерна, 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 зерна	обр.	180,00	190	32 400,00
5.3	Сборка картонных коробок	шт.	21,00	20	378,00
5.4	Перекладка зерна в картонные коробки	обр.	106,00	190	19 080,00
5.5	Этикетирование (паспортизация) коробок с зерном, 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
	<b>Итого</b>				<b>87 932,25</b>

Продолжение таблицы 4.4

6	<b>Транспортировка коллекций пункта приема автомобильным транспортом</b>	км	31,00	2500	77500
7	<b>Исследование проб пластовых флюидов</b>				
7.1.1	Проверка представительности пробы под давлением (газ сепарации, нестабильный конденсат, пластовая нефть, пластовая вода) - прием, оценка состояния запорной арматуры пробоотборника, внесение в реестр - термостатирование до условий отбора - замер давления открытия определение наличия и объема посторонней фазы - утилизация пробы, очистка пробоотборника	проба	7 000,00	10	70 000
7.1.2	Стандартная сепарация пробы под давлением (нестабильный конденсат, пластовая нефть, пластовая вода) - проведение одноступенчатой сепарации флюида - определение газового фактора - отбор проб газа дегазации, дегазированного конденсата	проба	15 000,00	10	150 000
7.1.3	Определение компонентного состава газа (сепарации, дегазации, дебутанизации) хроматографическим методом с расчетом физических свойств газа	проба	9 000,00	20	180 000
7.1.4	Определение компонентного состава жидкого углеводорода (дегазированной/стабильной нефти) хроматографическим методом	проба	15 000,00	10	150 000
7.2	Определение общих физико-химических характеристик стабильной нефти				
7.2.1	Пробоподготовка (стабилизация)	проба	2 700,00	3	8100
7.2.2	Определение фракционного состава по Энглеру	проба	5 600,00	3	16800
7.2.3	Определение кинематической вязкости	проба (фракция)	1 200,00	90	108 000
7.2.4	Определение плотности	проба (фракция)	1 050,00	90	94 500
7.2.5	Расчет молярной массы	проба (фракция)	340,00	80	27 200

Продолжение таблицы 4.4

7.2.6	Определение температуры помутнения/застывания;	проба (фракция)	1 250,00	40	50 000
7.2.7	Определение содержания серы;	проба (фракция)	1 100,00	80	88 000
7.2.8	Определение содержания хлористых солей	проба	4 600,00	3	13 800
7.2.9	Определение содержания воды	проба	2 500,00	3	7 500
7.2.10	Определение содержания механических примесей	проба	2 700,00	3	8 100
7.2.11	Определение содержания смол силикагелевых	проба	9 000,00	3	27 000
7.2.12	Определение содержания асфальтенов	проба	7 800,00	3	23 400
7.2.13	Определение содержания парафинов (включая температуру плавления парафинов по ГОСТ 4255-75)	проба	7 000,00	3	21 000
7.2.14	Разгонку конденсата (нефти) на узкие 10°C фракции;	проба	104 600,00	3	313 800
7.2.15	Разгонку остатка разгонки конденсата (нефти) на узкие фракции по ASTM D 1160;	проба	31 200,00	3	93 600
7.3	Определение характеристик товарных фракций				0
7.3.1	Типовой анализ пластовой воды, включающий в себя определение: общей минерализации, рН, плотность, кальций-ион, магний-ион, натрий+калий-ионы, карбонат-ион, гидрокарбонат-ион, хлорид-ион, сульфат-ион, бром-ион, йод-ион, содержания метанола, гликолей.	проба	33 000,00	6	198 000

Продолжение таблицы 4.4

7.4	Лабораторные исследования глубинных проб нефти			2	0,00
7.4.1	Разгазирование части глубинной пробы нефти с определением газового фактора. Определение компонентно-фракционного состава.	проба	38 400,00	7	268 800
7.4.2	Приготовление смесевой пробы пластовой нефти из нескольких кондиционных глубинных проб.	операция	15 500,00	3	46 500
7.4.3	<p>Определение PV соотношений пробы пластовой нефти:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- определение давление насыщения пробы пластовой нефти при трех температурах – пластовой, промежуточной и 20°C</li> <li>- определение коэффициента сжимаемости пластовой нефти;</li> <li>- определение температурного коэффициента объемного расширения пробы пластовой нефти;</li> <li>- определение температурного коэффициента давления насыщения;</li> </ul>	операция	53 930,00	3	161 790
7.4.4	Определение плотности пробы пластовой нефти при заданной температуре (1 температура)	операция	9 000,00	10	90 000
7.4.5	Определение вязкости пробы пластовой нефти при заданной температуре (1 температура)	операция	12 200,00	10	122 000
7.4.6	<p>Стандартная сепарация пробы пластовой нефти</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- определение газосодержания;</li> <li>- определение объемного коэффициента;</li> <li>- определение плотности пластовой нефти;</li> <li>- определение плотности сепарированной нефти;</li> <li>- определение состава газа сепарации;</li> <li>- определение состава сепарированной нефти;</li> <li>- расчет компонентного состава пластовой нефти;</li> </ul>	операция	131 220,00	2	262 440

Продолжение таблицы 4.4

7.4.7	<p>Ступенчатая сепарация пробы пластовой нефти. Определение на каждой ступени сепарации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- газосодержания;</li> <li>- объемного коэффициента;</li> <li>- плотности пластовой нефти;</li> <li>- плотности сепарированной нефти;</li> <li>- состава газа сепарации;</li> <li>- состава сепарированной нефти.</li> </ul>	операция	230 000,00	2	460 000
7.4.8	<p>Дифференциальное разгазирование при пластовой температуре на 6 ступенях снижения давления от пластового до атмосферного. Определение на каждой ступени сепарации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- газосодержания;</li> <li>- объемного коэффициента;</li> <li>- плотности пластовой нефти;</li> <li>- плотности сепарированной нефти;</li> <li>- состава газа сепарации;</li> <li>- состава сепарированной нефти.</li> </ul>	операция	430 000,00	2	860 000
7.4.9	Определение температуры насыщения нефти парафином	проба	25 200,00	3	75 600
	<b>Итого</b>				<b>4 123 830,00</b>
<b>8</b>	<b>Подготовка отчета</b>				
8.1	Обобщение результатов исследований, подготовка и сдача окончательного отчета	отчет	10%		11 892 953,14
	<b>ИТОГО</b>				<b>25 376 396,14</b>

По результатам выше проведенных расчетов и априорной информации составлена смета затрат на проведение исследований керна (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Смета затрат на проведение исследований керна

№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, руб.
1	Основные расходы	25 376 396,14
2	Накладные расходы (20%)	5 075 279,23
3	Рентабельность (п.1 +п.2)×20%	6 090 335,07
4	Компенсационные выплаты 3% (п1+п2+п3)	1 096 260,31
5	Резерв на непредвиденные расходы 3% (п.1+п.2+п.3+п.4)	1 129 148,12
6	Итого (п.1+п.2+п.3+п.5+п.6)	38 767 418,88
7	НДС (20%)	7 753 483,78
8	Итого договорная цена	46 520 902,65

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на проведение исследований керна одной скважины, составляют 46 520 902,65руб.

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

Лабораторные исследования керна повышают степень изученности месторождения, что, в свою очередь, положительно сказывается на разработке месторождения. Зная, более точно, фильтрационно-емкостные свойства, можно планировать ГРП определенного пласта, получать из него приток, и, тем самым, увеличивать объем добычи.

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

## **5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данной выпускной квалификационной работе настоящий раздел разработан в соответствии с действующими нормативными документами и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Объектом исследования данной работы является геологическое строение и коллекторские свойства пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Снежного нефтегазоконденсатного месторождения.

Руководители обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда.

### **5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1. Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства**

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ работник аудитории 221, 20 корпуса ТПУ 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;

### **5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78. Оно должно занимать площадь не менее 4,5 м<sup>2</sup>, высота помещения должна быть не менее 4 м, а объем - не менее 20 м<sup>3</sup> на одного человека. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм. Оптимальные размеры поверхности стола 1600 x 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 иметь дизайн, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.

Рабочее место сотрудника аудитории 221, 20 корпуса ТПУ соответствует требованиям ГОСТ 12.2.032-78.

## **5.2. Производственная безопасность**

Анализ и изучение геологических материалов по данной выпускной квалификационной работе подразумевает использование электронной вычислительной машины (ЭВМ), с точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы, которые могут возникать при разработке математических моделей и работе с оборудованием, а также требования по организации рабочего места.

### **5.2.1. 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» [13]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлен в виде таблицы:

Таблица 5.1- Опасные и вредные факторы при выполнении работ по разработке программного модуля

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) изучение геологического строения и коллекторских свойств пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Снежного НГК месторождения 2) Разработка математических моделей с использованием серверного оборудования 3) Работа с ЭВМ	1. Повышенный уровень электромагнитных полей [13, 28]; 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны; [13,14, 28]; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте; [13, 28]; 4. Неудовлетворительный микроклимат [13, 28];	1. Поражение электрическим током. Пожаровзрывоопасность.	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03  СанПиН 2.2.2.542-96  СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03  СанПиН 2.2.4.1191-03  СП 52.13330.2011  СанПиН 2.2.4.548-96  СН 2.2.4/2.1.8.562-96  ГОСТ 30494-2011

### 5.2.2. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

При работе и использование серверного оборудования в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ, основным источником потенциально вредных и опасных производственных факторов (ОВПФ) является ЭВМ, 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 [15].

Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей

Допустимые уровни электромагнитных полей (ЭМП) в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ, создаваемых ЭВМ, не должны превышать значений [15], представленных в таблице 5.2:

Таблица 5.2 - Допустимые уровни ЭМП, создаваемых ЭВМ

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

Согласно специальной оценке условий труда в ТПУ [28], уровни ЭМП, ЭСП на рабочем месте в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ, перечисленные в таблице 5.2. соответствуют нормам.

### Электробезопасность:

Для предотвращения поражения электрическим током, где размещаются рабочее место с ЭВМ в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ, оборудование должно быть оснащено защитным заземлением, занулением в соответствии с техническими требованиями по эксплуатации [27]. 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. Напряжения от питания ЭВМ в данной аудитории 220 В, для серверного оборудования 380 В. По опасности поражения электрическим током помещение 221, 20 корпуса ТПУ относится к первому классу – помещения без повышенной опасности (сухое, хорошо отапливаемое, помещение с токонепроводящими полами, с температурой 18-20°, с влажностью 40-50%) [27].

Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются: 1) прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением; 2) прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением; 3) ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала; 4) поражение шаговым напряжением.

Основными техническими средствами защиты, согласно ПУЭ, являются защитное заземление, автоматическое отключение питания, устройства защитного отключения, изолирующие электротехнические средства, знаки и плакаты безопасности. Наличие таких средств защиты предусмотрено в рабочей зоне. В целях профилактики периодически проводится инструктаж работников по технике безопасности.

Не следует размещать рабочие места с ЭВМ вблизи силовых кабелей, технологического оборудования, создающего помехи в работе ЭВМ [15].

### Освещение:

В аудитории 221, 20 корпуса ТПУ имеется естественное (боковое двухстороннее) и искусственное освещение. Рабочие столы размещены таким образом, чтобы видеодисплейные терминалы были ориентированы боковой стороной к световым проемам, чтобы естественный свет падал преимущественно слева.

Искусственное освещение в помещениях для эксплуатации ЭВМ осуществляется системой общего равномерного освещения. В аудитории 220, 20 корпуса, в случаях работы с документами, следует применять системы комбинированного освещения (к общему освещению дополнительно устанавливаются светильники местного освещения, предназначенные для освещения зоны расположения документов).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 - 500 лк [17]. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не должна быть более 300 лк [17].

В качестве источников света применяются светодиодные светильники или металлогалогенные лампы (используются в качестве местного освещения) [17].

Таблица 5.3 - Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений жилых зданий [17]

Помещение	Рабочая поверхность и плоскость плоскость нормированная КЕО и освещенность 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 $K_{п}$ , %, не более
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении			

Продолжение таблицы 5.3 - Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений жилых зданий [17]

Кабинеты	Г-0,0	3,0	1,0	1,8	0,6	300	$\leq 5\%$ (работа с ЭВМ) $\leq 20\%$ (при работе с документацией)
----------	-------	-----	-----	-----	-----	-----	---

Согласно [28] освещенность в аудитории 221 20 корпуса ТПУ соответствует допустимым нормам.

### Шум

При работе с ЭВМ в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ характер шума – широкополосный с непрерывным спектром более 1 октавы (таблица 5.5).

Таблица 5.5 - Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для основных наиболее типичных видов трудовой деятельности и рабочих мест [19]

N пп.	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука ( дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Творческая деятельность, руководящая работа с повышенными требованиями, научная деятельность, конструирование и проектирование, программирование, преподавание и обучение, врачебная деятельность. Рабочие места в помещениях дирекции, проектно- конструкторских бюро, расчетчиков, программистов вычислительных машин, в лабораториях для теоретических работ и обработки данных, приема больных в здравпунктах	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Согласно [28] уровень шума в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ не более 80 дБА и соответствует нормам.

#### Микроклимат

Для создания и автоматического поддержания в аудитории 221, 20 корпуса ТПУ 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.

Аудитория 221, 20 корпуса ТПУ является помещением Iб категории. Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.) [18]

Таблица 5.6. Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Катег. работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относ. влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Iб	21-23	20-24	40-60	0,1
Теплый	Iб	22-24	21-25	40-60	0,1

Таблица 5.7. Допустимые величины интенсивности теплового облучения

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

В аудитории проводится ежедневная влажная уборка и систематическое проветривание после каждого часа работы на ЭВМ.

Согласно [28] микроклимат аудитории 221, 20 корпуса ТПУ соответствует допустимым нормам.

### 5.3. Экологическая безопасность

В данном подразделе рассматривается характер воздействия проектируемого решения на окружающую среду. Выявляются

предполагаемые источники загрязнения окружающей среды, возникающие в результате реализации предлагаемых в ВКР решений.

### **5.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду**

С точки зрения влияния на окружающую среду можно рассмотреть влияние серверного оборудования при его утилизации.

Большинство компьютерной техники содержит бериллий, кадмий, мышьяк, поливинилхлорид, ртуть, свинец, фталаты, огнезащитные составы на основе брома и редкоземельные минералы [15]. Это очень вредные вещества, которые не должны попадать на свалку после истечения срока использования, а 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. [20]

### **5.3.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду**

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

## **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований и обоснование мероприятий по предотвращению ЧС**

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-94 ЧС - это нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории (акватории), вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, эпизоотией (болезнь животных), эпифитотией (поражение растений), применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским или материальным потерям".

С точки зрения выполнения проекта характерны следующие виды ЧС:

1. Пожары, взрывы;
2. Внезапное обрушение зданий, сооружений;
3. Геофизические опасные явления (землетрясения);
4. Метеорологические и агрометеорологические опасные явления;

Так как объект исследований представляет из себя математическую модель, работающий в программном приложении, то наиболее вероятной ЧС в данном случае можно назвать пожар в аудитории с серверным

оборудованием. В серверной комнате применяется дорогостоящее оборудование, не горючие и не выделяющие дым кабели. Таким образом возникновение пожаров происходит из-за человеческого фактора, в частности, это несоблюдение правил пожарной безопасности. К примеру, замыкание электропроводки - в большинстве случаев тоже человеческий фактор. Соблюдение современных норм пожарной безопасности позволяет исключить возникновение пожара в серверной комнате.

- Согласно СП 5.13130.2009 предел огнестойкости серверной должен быть следующим: перегородки - не менее EI 45, стены и перекрытия - не менее REI 45. Т.е. в условиях пожара помещение должно оставаться герметичным в течение 45 минут, препятствуя дальнейшему распространению огня.

- Помещение серверной должно быть отдельным помещением, функционально не совмещенным с другими помещениями. К примеру, не допускается в помещении серверной организовывать мини-склад оборудования или канцелярских товаров.

- При разработке проекта серверной необходимо учесть, что автоматическая установка пожаротушения (АУПТ) должна быть обеспечена электропитанием по первой категории (п. 15.1 СП 5.13130.2009).

Согласно СП 5.13130.2009 в системах воздуховодов общеобменной вентиляции, воздушного отопления и кондиционирования воздуха защищаемых помещений следует предусматривать автоматически закрывающиеся при обнаружении пожара воздушные затворы (заслонки или противопожарные клапаны).

#### **5.4.2. 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 помещении 221, 20 корпуса ТПУ. Пожарная

безопасность должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

Основные источники возникновения пожара:

- 1) Неисправное 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 в электроустановке.

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 (о необходимости установки домашних индикаторов задымленности и хранения зажигалок и спичек в местах, недоступных детям);
- пожарный надзор, предусматривающий разработку государственных норм пожарной безопасности и строительных норм, а также проверку их выполнения;

В соответствии с ТР «О требованиях пожарной безопасности» для административного жилого здания требуется устройство внутреннего противопожарного водопровода.

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.

Аудитория 221, 20 корпуса ТПУ оснащена 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 5.8 – 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, предназначенное для проектирования и использования результатов проекта, относится к типу П-2а.

Таблица 5.9. Категории помещений по пожарной опасности

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате детального изучения геологического строения Снежного нефтегазоконденсатного месторождения установлено:

- исследуемый район находится в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую;

- разрез наунакской свиты условно делится на три пачки Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей

- осадконакопление осуществлялось в полифациальных условиях - от прибрежно-морских (в незначительном объеме), до прибрежно-континентальных и континентальных.

В разрезе пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выделены:

- песчаники от светло- до темно-серых, разномиктовые глинистые, прерывисто-слоистые за счет намыва растительного детрита, слюдистые с отпечатками створок раковин;

- алевролиты серые с включениями обугленных растительных остатков и с гнездами пирита;

- аргиллиты от темно-серых до черных неслоистые, участками известковистые, слюдистые, с включениями пирита.

Исследования коллекторских свойств песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> позволили сделать следующие выводы:

- коллекторы Снежного месторождения характеризуются низкими и пониженными коллекторскими свойствами и относятся к V-VI классам с диапазоном проницаемости 0-8,6 мкм<sup>2</sup>10<sup>-3</sup> и пористостью 0,5-16,3%.

- значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения изменяются в пределах 0,156 – 0,298 дол. ед. и 0,573 – 0,734 дол. ед. соответственно.

Полученные результаты исследований могут служить фактической основой для проведения обобщений, построений, генетических

интерпретаций, а также могут быть использованы при составлении проектных документов, при анализе разработки месторождения, при уточнении геологического строения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев Ф.Н. Теория накопления и прогнозирования запасов полезных ископаемых. Томск: Изд-во Том. ун-та, 1996. - 172 с.
2. Вистелиус А.Б. Основы математической геологии. - Л: Наука, 1980. - 166 с.
3. Вистелиус А.Б. Распределение частот коэффициентов пористости и эпигенетические процессы в спириферовых слоях Бугурусланского нефтегазоносного района // Докл. АН СССР, 1945. Т. 49. №1. С. 44-47.
4. Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений УВС (Распоряжение Минприроды России от 18.05.2016 г. №12-р).
5. ГОСТ 30494-2011, Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях, 2011
6. Инструкция по технологии глубокопроникающей перфорации скважин перфораторами фирмы Dynamit Nobel, спускаемых на НКТ. Тюмень. СИБИНКОР, 1998, 26 стр. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. - М.: Недра, 1982. - 408с.
7. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, 2003
8. Интерпретация 3Д сейсмических данных на Снежном месторождении, ООО «Норд Империл», Томск, 2010 г.
9. Экономика и организация геологоразведочных работ: учебное пособие / Т.М. Шпильман; Оренбургский гос.ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2011. – 156 с.

10. 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.
11. Злотникова Л.Г. Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: учебник. – М.: Нефть и газ, 2005. – 452 с.
12. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ, Томск 2019
13. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация, 2015
14. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий, 2003
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы, 2003
16. СанПиН 2.2.4.1191-03 Электромагнитные поля в производственных условиях, 2003
17. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение, 2011
18. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, 1996
19. СН 2.2.4/2.1.8.562–96, Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки, 1996
20. ГОСТ 30494-2011, Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях, 2011

- 21.ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования, 1984
- 22.Пожарная безопасность серверной комнаты [Электронный ресурс]URL: <https://avtoritet.net/library/press/245/15479/articles/15515>, Дата обращения: 20.04.2020
- 23.Системы противопожарной защиты УСТАНОВКИ ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И ПОЖАРОТУШЕНИЯ АВТОМАТИЧЕСКИЕ, 2009
- 24.НПБ 105-03, Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности, 2003
- 25.Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018)
26. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя, 2017
- 27.ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК. Седьмое издание, 2002
- 28.Специальная оценка условий труда в ТПУ. 2018.