

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

---

Институт Природных Ресурсов  
Кафедра Геологии и разведки полезных ископаемых  
Специальность 130304 Геология нефти и газа

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Литолого-фациальные предпосылки формирования продуктивных отложений васюганской свиты Снежного нефтяного месторождения (Томская область)</b>

УДК 552.578.2(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2500	Казак Семен Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры	Тен Т.Г.	К. Г.-М. Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ЭПР	Боярко Г.Ю.	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Алексеев Н.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРПИ	Гаврилов Р.Ю.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2016 г.

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

Институт Природных Ресурсов  
 Кафедра Геологии и разведки полезных ископаемых  
 Специальность 130304 Геология нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:  
 зав. кафедрой  
 \_\_\_\_\_ Гаврилов Р.Ю.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломной работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

<b>Группа</b> 3-2500	<b>ФИО</b> Казак С.А.
-------------------------	--------------------------

Тема работы:

<b>Литолого-фациальные предпосылки формирования продуктивных отложений васюганской свиты Снежного нефтяного месторождения (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 289/с от 26.01.2016 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Пакет геологической и геофизической информации по Снежному нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и специальная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. Географо-экономическая характеристика 2. Геолого-геофизическая изученность района 3. Геологическое строение исследуемого района (стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность) 4. Методика исследования 5. Литолого-фациальные условия формирования продуктивных отложений 6. Коллекторские свойства песчаных пород 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
<b>Перечень графического материала</b>	1. Обзорная схема район работ 2. Литолого-стратиграфический разрез 3. Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты Томской области (под редакцией В.С. Суркова, 1981 г.) 4. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области (ред. В.С. Старосельцев 1995г.) 5. Структурная карта по кровле пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> 6. Распределение начальных дебитов нефти и воды на карте начальных эффективных нефтегазонасыщенных толщин 7. Геолого-географическая характеристика скважины 132 8. Геолого-географическая характеристика скважины 131

	9. Геолого-географическая характеристика скважины 135 10. Геолого-географическая характеристика скважины 133 11. Геолого-географическая характеристика скважины 134 12. Схема расположения скважин Снежного месторождения 13. Схема корреляции по линии скважин 132-131-135-133-134
--	---

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	26.01.2016 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тен Т.Г.	К.Г.-М.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2500	Казак С.А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Студенту:

<b>Группа</b> 3–2500	<b>ФИО</b> Казак Семен Анатольевич
-------------------------	---------------------------------------

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРПИ</b>
<b>Уровень образования</b>	дипломированный специалист	<b>специальность</b>	130304 «Геология нефти и газа»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Рассчитать сметную стоимость проектируемых работ на инженерно-геологические изыскания
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе инженерно-геологических изыскания. Справочник базовых цен на инженерно-геологические работы.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Свод видов и объемов работ на инженерно-геологические изыскания
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет трудоемкости работ и сметной стоимости проектируемых работ на инженерно-геологические изыскания
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Составить схему распределения денежных средств

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Схема распределения денежных средств</i>
--

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
заведующий кафедрой ЭПР	Боярко Г.Ю.	д.э.н., профессор		21.03.2016 г

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2500	Казак Семен Анатольевич		21.03.2016 г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2500	Казак Семен Анатольевич

<b>Институт</b>	<b>Институт природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Геология ресурсов природных ископаемых</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>специалист</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>Геология нефти и газа</b>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:
  - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)
  - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)
  - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)
  - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)

2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
  - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
  - действие фактора на организм человека;
  - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
  - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:
  - механические опасности (источники, средства защиты);
  - термические опасности (источники, средства защиты);
  - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
  - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

<p><b>3. Охрана окружающей среды:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	
<p><b>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	
<p><b>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.03.2016г.
--	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Алексеев Н.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2500	Казак Семен Анатольевич		

## Оглавление

Введение	11
1. Общая часть	13
1.1 Физико-географический очерк	13
1.2 Геолого-геофизическая изученность района работ	14
1.3 Геологическое строение района	16
1.3.1 Стратиграфия	16
1.3.2 Тектоника	23
1.4 Нефтегазоносность	28
1.4.1 Фильтрационно-емкостные свойства пласта Ю1 Снежного месторождения	36
1.4.2 Режим залежи	37
1.4.3 Характеристика пород-коллекторов	39
1.4.4 Свойства и состав нефти	43
1.5 Гидрогеология	45
2. Методическая часть	48
2.1 Основные принципы расчленения и корреляции терригенного разреза	48
2.2 Методические аспекты литолого-фациального анализа осадочных образований	51
3. Специальная часть	55
3.1 Геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин Снежного месторождения	55
3.2 Корреляция продуктивных отложений Снежного месторождения	68
4. Финансовый менеджмент	72
5. Социальная ответственность	77
5.1 Производственная безопасность	78
5.2 Экологическая безопасность	92
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
Заключение	96
Список использованных источников	97
Приложение	99

## Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 113 страниц текста пояснительной записки, 14 рисунков, 23 таблиц, 27 источников.

Ключевые слова: васюганская свита, наунакская свита, Парабельский мегавал, тектоника, скважина, керн, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, нефть, каротаж, корреляция, исследования, песчаник, фациальный анализ, нефтегазоносность.

Объектом исследования являются продуктивные отложения васюганской (наунакской) свиты.

Цель работы – изучить особенности геологического строения Снежного месторождения в связи с его нефтеносностью. Для этого необходимо решить следующие задачи:

- провести комплексный геологический анализ геофизических материалов,
- составить и проанализировать корреляционную схему,
- оценить перспективы нефтегазоносности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>.

В процессе подготовки выпускной квалификационной работы проводились исследования, направленные на изучение геологического строения пласта J<sub>3vs</sub>; определение литолого-фациальных условий формирования продуктивных отложений на основе материалов геофизических исследований скважин и анализа кернового материала; выполнен анализ коллекторских свойств осадочных образований; оценены затраты на проведение геолого-технических мероприятий (составлен сметный расчет геологоразведочных работ).

## Обозначения и сокращения

ГИС – геофизические исследования;

НГО– нефтегазоносная область;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

ЗСП – Западно-Сибирская плита;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

КС – кажущееся сопротивление (метод исследования)

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

АК - акустический каротаж

КВ – кавернометрия

ИК – индукционный каротаж

## **Введение**

Объектом исследования явились верхнеюрские отложения васюганской свиты Снежного нефтяного месторождения.

Цель работы – установление условий формирования горизонта Ю1 на основе детального анализа материалов геофизических исследований скважин и кернового материала.

Актуальность работы обусловлена тем, что Снежное нефтяное месторождение имеет сложное геологическое строение, является недостаточно изученным на поисково-разведочном этапе и неподготовленным для промышленного освоения согласно действующим нормативным документам. В настоящее время в целях реализации лицензионного соглашения в пределах месторождения начат третий этап геологоразведочных работ, который включает: проведение на месторождении дополнительных сейсморазведочных работ; работ с ранее пробуренным, ликвидированным фондом скважин; бурение новых скважин.

Проведенные работы по испытанию продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> после работ по восстановлению ранее ликвидированной скважины № 133 показали, что из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками после проведения в ней гидроразрыва пласта реально получение промышленных притоков нефти. Бурение новых скважин (№135) с применением промывочных жидкостей на полимерной основе и вскрытием пласта с последующим гидроразрывом еще раз подтвердило возможность получения промышленных притоков нефти из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками и позволило провести оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа. В настоящее время запасы нефти (балансовые/извлекаемые) составляют по категории С<sub>1</sub> – 4394/1099 тыс. т. и по категории С<sub>2</sub> – 4285/1071 тыс.т.

Проведенные сейсморазведочные работы позволили получить новую геолого-геофизическую основу, обеспечивающую качественное

проектирование первой стадии разработки Снежного месторождения в рамках пробной эксплуатации участка.

При подготовке выпускной квалификационной работы необходимо было решить следующие задачи: проведение комплексного геологического анализа геофизических материалов, составление и интерпретация корреляционной схемы, оценка перспектив нефтегазоносности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>. Для этого в работе рассмотрена стратиграфия верхнеюрских отложений, проведен литологический анализ пород-коллекторов и экранирующих толщ, приведена геохимическая и гидрогеологическая характеристика нефтегазоносных комплексов верхней юры.

## **1 Общая часть**

### **1.1 Физико - географический очерк**

Снежное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района. Расстояние по прямой до областного центра – г. Томска 410 км, до районного центра – с. Каргасок 73 км (рисунок 1). В с. Каргасок имеются речной порт, аэродром, узел связи.

Территория месторождения представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину. Абсолютные отметки высот варьируют от 82 м в северо-восточной части до 54.5 м. в юго-западной части месторождения. Относительные превышения - 25.9 м.

Залесенность площади составляет 99%, из них 24% - заболоченный лес. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) растениями.

Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена рекой Васюган и её притоком – р. Чижалка. Реки имеют крутые, обрывистые берега, заросшие густым кустарником. Болота занимают примерно 40 % территории участка.

Климат резко континентальный с суровой длительной зимой и коротким жарким летом. Среднесуточная температура зимой от  $-15^{\circ}\text{C}$  до  $-40^{\circ}\text{C}$ , летом – до  $+35^{\circ}\text{C}$ . Снежный покров достигает 1 – 1.5 м. Озера, реки и болота промерзают во второй половине декабря. Реки вскрываются в первой половине мая.

Через месторождение проходит грунтовая автомобильная дорога, идущая вдоль реки Васюган. Сообщение осуществляется по этой дороге, по р. Васюган, судоходной в течение всего летнего периода, и по зимним дорогам. Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода и рядом идущего газопровода 60 км. Вдоль трубопроводов проходит линия электропередачи.

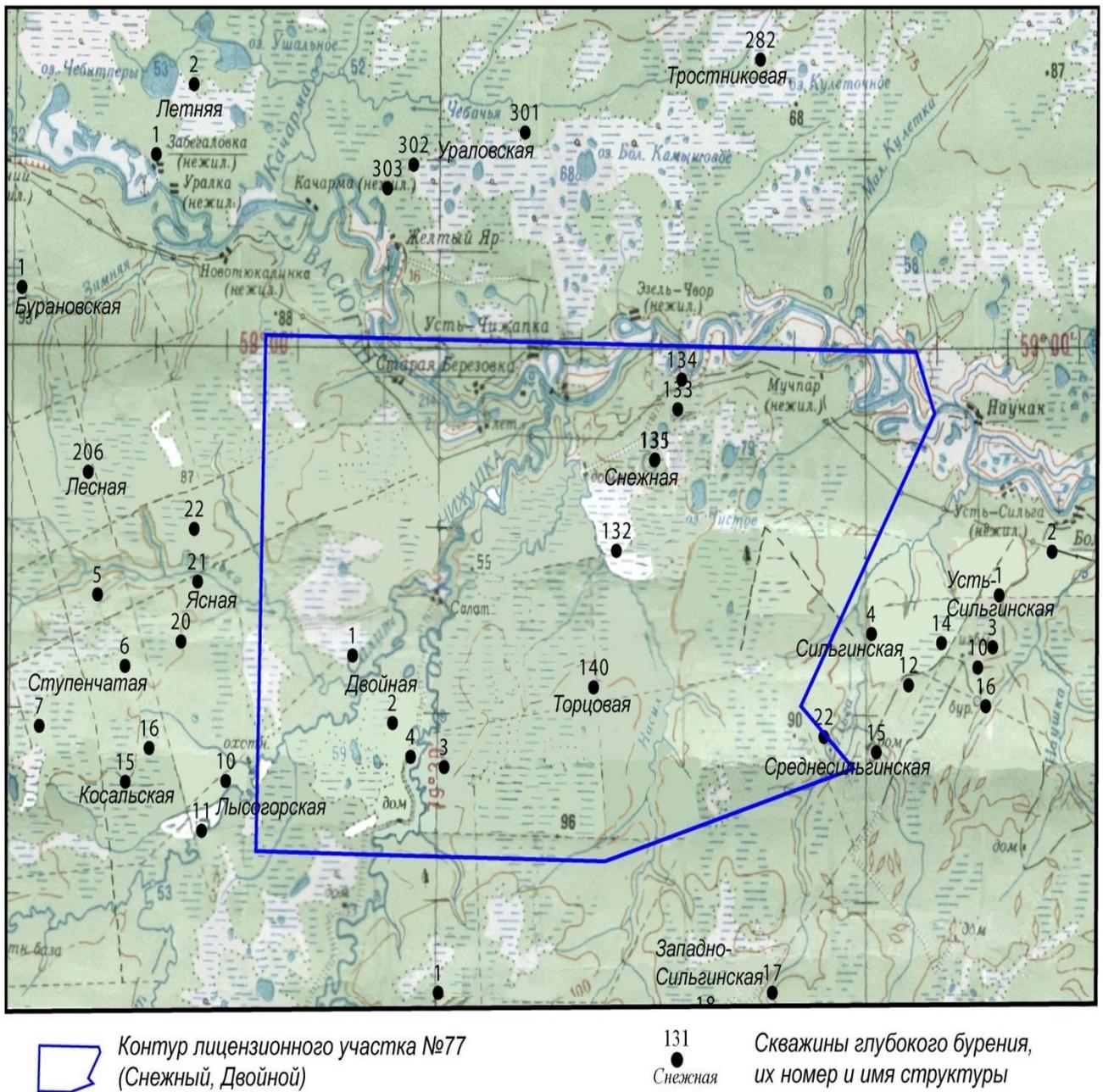


Рисунок 1 –Обзорная схема района работ

## 1.2 Геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение территории юго-востока Западно-Сибирской низменности, включая территорию участка лицензирования 77, началось в конце 40-х годов. На первом этапе преобладали мелкомасштабное геологическое картирование и геофизическая съемка потенциальных полей. Ко второму этапу можно отнести работы, начиная с 60-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 80-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 годах ЗАО «Томский геофизический трест» по соглашению с «Томской геофизической компанией» по заказу ООО «Норд Империл» были 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 [24].

В 2005-2007 годах на территории Снежного месторождения было пробурено 8 эксплуатационных скважин, в которых после проведения мероприятий по интенсификации притока (ГРП) были получены притоки нефти. Бурение новых скважин с применением промывочных жидкостей на полимерной основе и вскрытием пласта с последующим гидроразрывом еще раз подтвердил вывод о возможностях получения промышленных притоков нефти из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными

характеристиками и позволил провести оперативный пересчет запасов нефти и растворенного газа.

### **1.3 Геологическое строение района**

#### **1.3.1 Стратиграфия**

В геологическом строении Снежного нефтяного месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента, терригенно-осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем (рисунок 2).

Расчленение разреза проведено по материалам геофизической интерпретации с использованием реперных геолого-геофизических горизонтов регионального и зонального уровней в тринадцати пробуренных на месторождении поисковых, оценочных и эксплуатационных скважинах.

#### **Палеозойская эратема–PZ**

Доюрский фундамент на Снежном месторождении представлен отложениями палеозоя, который вскрыт четырьмя скважинами: 131, 133, 134 и 170. Данными бурения охарактеризована самая верхняя часть доюрского разреза.

Проходка по фундаменту составила от 17 до 228 м. Керн отобран в трех скважинах (131, 134, 170). В основном фундамент представлен корой выветривания в виде брекчии глинистых выветренных пород, а также базальтовыми и андезитовыми порфиритами, туфами, гранит-порфирами.[5]

#### **Платформенный комплекс**

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



## Мезозойская эратема - MZ

### Юрская система - J

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  $J_{1-2tm}$  (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 Ю16-Ю2. Мощность тюменской свиты составляет 107- 298 м.

Наунакская (васюганская) свита  $J_{3vs}$  (келловейский и оксфордский ярусы верхней юры) согласно залегают 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.[5]

Разрез наунакской свиты условно делится на три пачки  $Ю^1$ ,  $Ю^2$  и  $Ki^3$ , 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  $Ю^1$ ,  $Ю^2$ ,  $Ю^3$ .

С отложениями пласта  $Ю^1$ ,  $Ю^2$  и  $Кі^3$  связана нефтегазоносность месторождения. Мощность пластов не выдержана по площади. В сводовой части (скв.131 и 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 наунакской свиты изменяется от 72 до 101 м [5].

Отложения георгиевской свиты **J<sub>3gr</sub>** получили повсеместное распространение по площади и представлены темно-серыми плотными аргиллитами с включениями белемнитов и пирита. Мощность свиты изменяется от 4 до 8м.

Баженовская свита **J<sub>3bg</sub>** (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 - К**

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 **К<sub>1kl</sub>** (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 Б20, получил название ачимовский пачки. Мощность свиты 237-265 м.

Отложения тарской свиты  $K_{1tr}$  (валанжинский ярус нижнего мела) формировавшийся 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  $K_{1kl}$  (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  $A_1$ . Верхняя часть сложена преимущественно серыми глинами. Суммарная мощность 30 - 40 м.

Отложения покурской свиты  $K_{1-2pk}$  (аптский, альбский ярусы нижнего мела, сенманский 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.

### **Верхний отдел – К<sub>2</sub>**

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых горных пород, согласно залегающих на отложениях нижнего мела подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верх.турон + коньяк + нижний сантон), славгородскую (верхний сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний)[5].

#### **Кузнецовская свита – К<sub>2</sub>kz**

Свита выделена по скважине Кузнецово, река Тавда, Свердловская область Н.Н. Ростовцевым в 1955 году.

Свита сложена глинами серыми, темно-серыми, плотными, листоватыми, иногда известковистыми или алевритистыми и слюдястыми. Ее мощность - до 65 м.

#### **Ипатовская свита - К<sub>2</sub>ip**

Свита выделена по скважине в пос. Ипатово, Новосибирская область Н.Н. Ростовцевым в 1955 г.

Распространена свита в южной и центральной части Западно-Сибирской низменности. Входит в дербышинскую серию, делится на ряд пачек.

Отложения свиты представлены переслаиванием алевролитов, опоковидных глин и опок. Алевролиты серые, темно-серые, слабосцементированные, иногда глауконитовые, участками слоистые; опоковидные глины - серые, светло-серые и голубовато-серые, алевритистые; опоки - светло-серые, горизонтально и волнистослоистые, с раковистым изломом. Ее мощность - до 100 м.

#### **Славгородская свита – К<sub>2</sub>sl**

Свита выделена по опорной скважине - город Славгород, Алтайский край Ростовцевым Н.Н. в 1954 году. Мощность свиты до 177 м, содержит:

фораминиферы и радиолярии, входит в дербышинскую серию, распространена в южной и центральной части Западно-Сибирской низменности.

Сложена славгородская свита преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, однородными, жирными на ощупь, пластичными, иногда с редкими маломощными прослойками песчаников и алевролитов, с включениями глауконита и пирита.

### **Ганькинская свита - K<sub>2</sub>gn**

Свита распространена на Западно-Сибирской низменности и восточном склоне Урала. Выделена по скважине в поселке Ганькино, Северный Казахстан А.К. Богдановичем в 1944 г.

Ганькинская свита входит в дербышинскую серию, подразделяется на ряд пачек.

Свита сложена мергелями серыми, зеленовато-серыми, кремнистыми, неслоистыми, и глинами серыми, участками известковистыми или алевролитистыми, с тонкими прослойками алевролитов и песков. Мощность свиты - до 250 м.

### **Палеогеновая система - P**

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен – нижний олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (средний – верхний олигоцен), которые согласно залегают на отложениях мела [5].

#### **Нижний отдел – P<sub>1</sub>**

#### **Талицкая свита - P<sub>1</sub>tl**

Свита распространена на Западно-Сибирской низменности и восточном склоне Урала, названа по поселку Талица, Свердловская область, выделена З.Т. Алексеровой, Т.И. Осыко в 1956 г.

Сложена талицкая свита глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, иногда алевролитистыми, с пропластками и присыпками алевролитов и песков мелкозернистых, кварц-

полевошпато-глауконитовых, с включениями пирита. Мощность свиты - до 180 м.

### **Средний отдел – Р<sub>2</sub>**

#### **Люлинворская свита - Р<sub>2</sub>II**

Свита, распространена на Западной-Сибирской равнине. Название дано по возвышенности Люмин-Вор, бассейн реки Сосьва, Урал П.Ф. Ли в 1956 г.

Свита сложена глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, в нижней части – опоковидными, местами переходящими в опоки. В глинах встречаются прослойки серых слюдистых алевроитов и разнозернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчаников. Мощность свиты - до 255 м. Она делится на три подсвиты (граница между подсвитами проводится условно).

### **Средний-верхний отдел – Р<sub>2,3</sub>**

#### **Чеганская свита – Р<sub>2,3</sub>cg**

Свита распространена в Устюрте, северном Приаралье, на Тургайской равнине и юге Западно-сибирской равнине. Названа по реке Чеган, Приаралье, Казахстан О.С. Вяловым в 1930 г.

Чеганская свита представлена глинами голубовато-зелеными, зеленовато-серыми, плотными, с гнездами, присыпками и линзовидными прослойками песков серых кварцевых и кварц-полевошпатовых, разнозернистых и алевроитов. Ее мощность - до 400 м. Свита разделяется на две подсвиты.

### **Четвертичная система - Q**

Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелко-среднезернистыми, реже – более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита и почвенно-растительным слоем.

#### **1.3.2 Тектоника**

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 (рисунок 3). В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков [6].

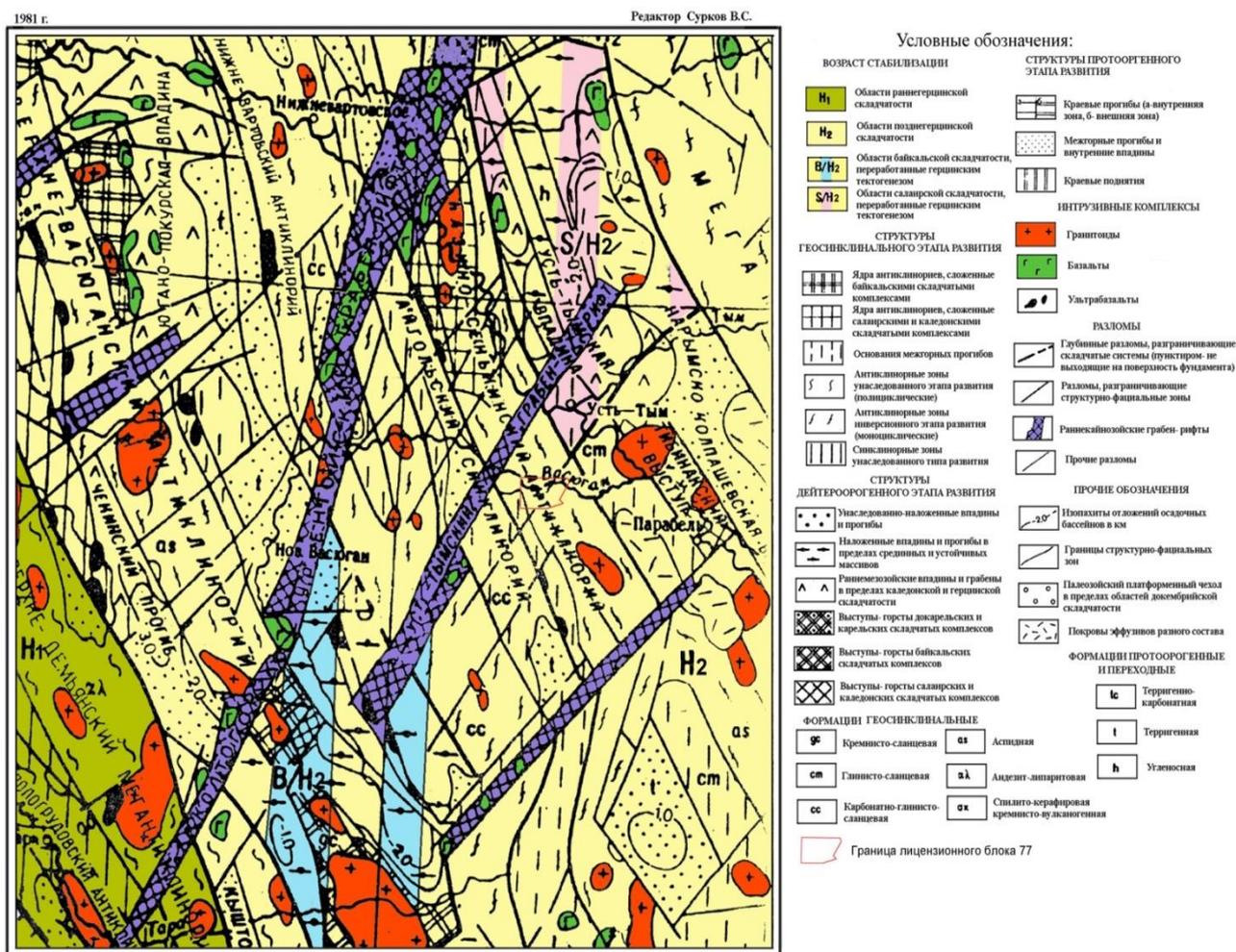


Рисунок 3 -Выкопировка из тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты Томской области (под редакцией В.С. Суркова, 1981 г.)

Район лицензионного участка расположен в пределах Центрально-Западно-Сибирского 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 заложилась 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 были сформированы грабен-рифты, при этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями [6].

Район исследования находится в пределах Назино-Сенькинского антиклинория, сложенного интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия. Юго-западная часть участка захватывает Айгольский синклинорий, 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 унаследовано 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.

Снежное локальное поднятие осложняет северо-западную периклиналь Парабельского мегавала. Двойное локальное поднятие находится в зоне сочленения Усть-Тымской впадины и Парабельского мегавала [6].

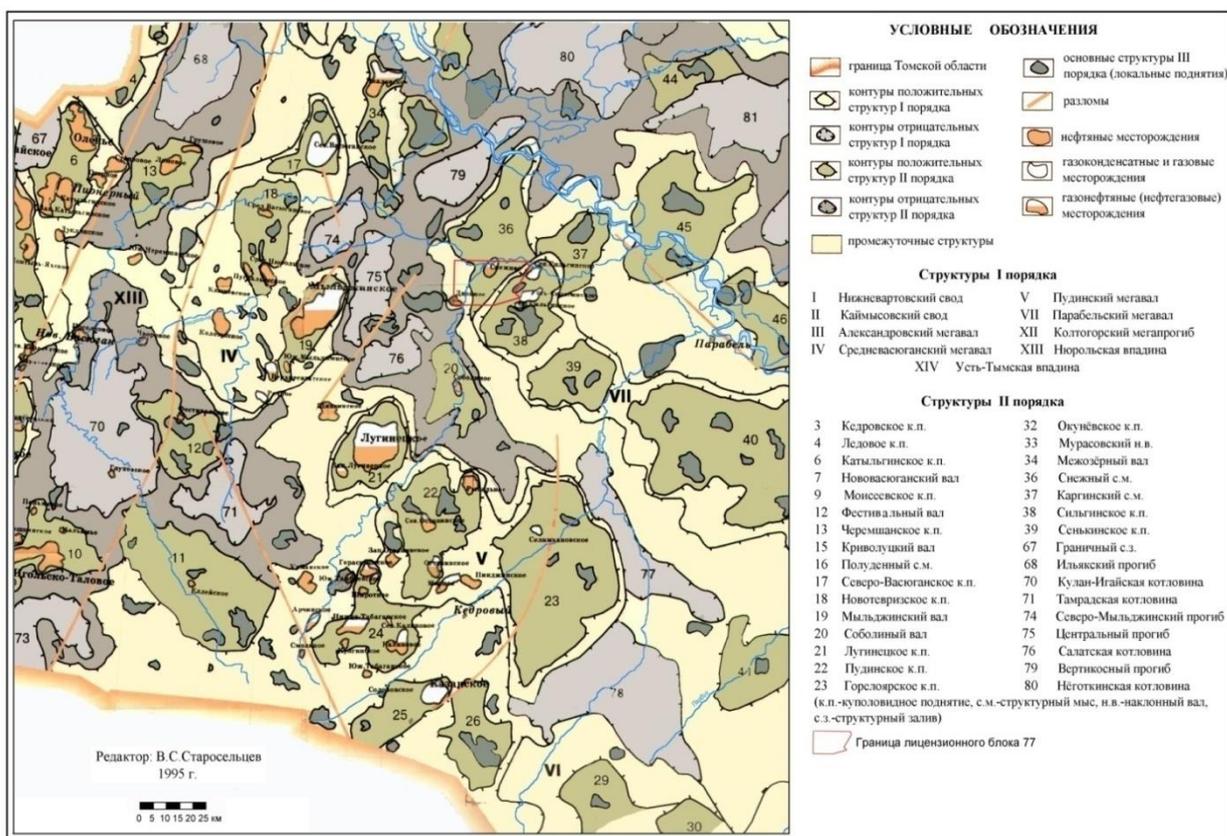


Рисунок 4 - Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области (ред. Старосельцев В.С.1995)

В структурном плане по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), происходит уменьшение контрастности структурных форм (рисунок 5). Поднятия выполаживаются, а прогибы становятся менее

глубокими. Анализ структурных планов и сейсмических разрезов позволяет предположить унаследованный характер тектонического развития, заложенного в юрский период [6].

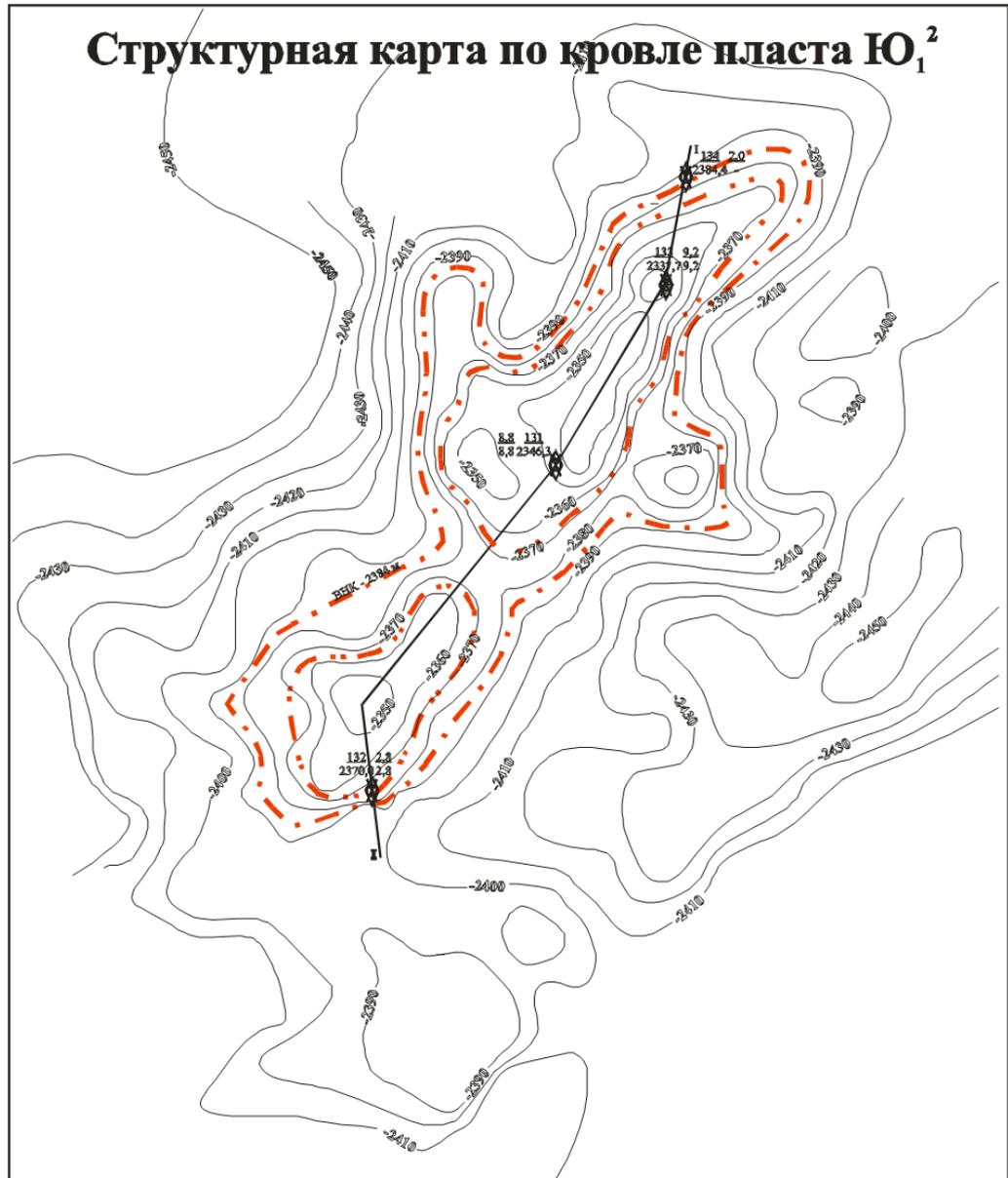


Рисунок 5 – Структурная карта по отражающему горизонту II а (подошва баженовской свиты)

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

#### **1.4 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>. [23]

Бурением и испытанием скважины № 131 было установлено, что пласты в верхней части юрских отложений нефтегазонасыщенные 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 Ю1, 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.

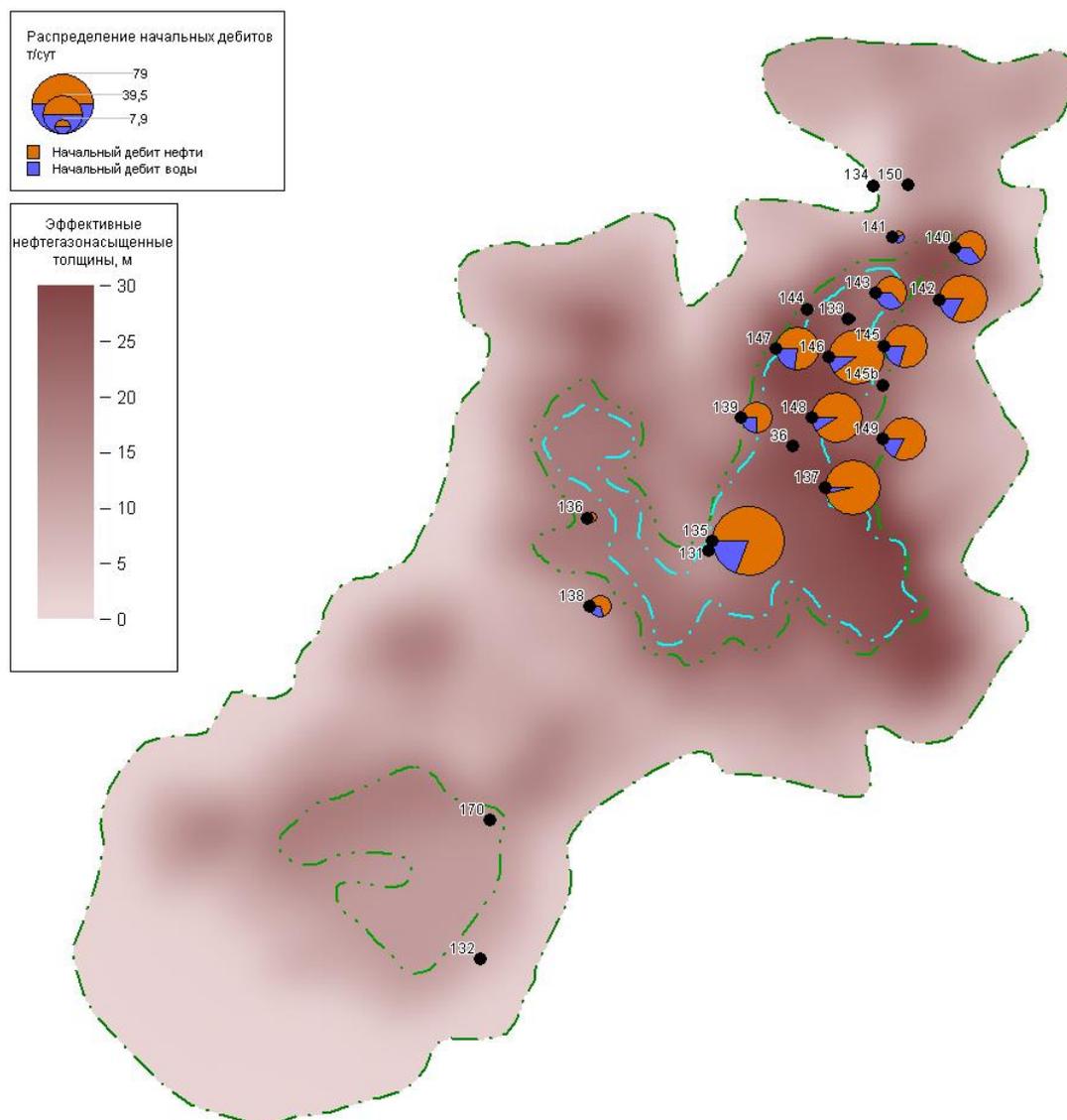


Рисунок 6 - Распределение начальных дебитов нефти и воды на карте начальных эффективных нефтегазонасыщенных толщин

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» [25].

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 Ю1 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 [23].

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 атм.) 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 [23].

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> [25].

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) [25].

В 1988 г. после ревизии все запасы категории С<sub>2</sub> были списаны, а балансовые запасы категории С<sub>1</sub> 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 [23].

По пласту  $Ю_1^1$  подсчет запасов не производился, так как при испытании в скважине 133 из интервала 2395-2404м получен приток газа дебитом 35.7 т. 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 Ю1 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 являлось недостаточно изученным на поисково-разведочном этапе и неподготовленным для промышленного освоения. В целях реализации лицензионного соглашения начат третий этап геологоразведочных работ. На основе проведенных сейсморазведочных работ была получена новая современная геолого-геофизическая основа, позволяющая составить модель месторождения и качественно проектировать первую стадию разработки 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. Получен приток безводной нефти в объеме 28,4 м<sup>3</sup>/сут. на штуцере 8 мм. За счет работы газовой залежи пласта  $Ю_1^1$  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.

Бурение скважины №135, которая является «дублером» скважины 131 велось с применением промывочных жидкостей на полимерной основе и вскрытием пласта с последующим гидроразрывом еще раз подтвердил вывод о возможностях получения промышленных притоков нефти из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками. При совместном испытании пластов  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$  после проведенного гидроразрыва из интервалов

2409,1-2412,2; 2423,4-2432,0 получен приток нефти с дебитом 32 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 8 мм.

В результате проведенных на третьем этапе работ установлено, что на Снежном нефтяном 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. Появившаяся дополнительная информация, позволила уточнить геологическую модель залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и её запасы нефти [23].

Толщины продуктивных пластов представлены в таблице 1, а объем проведенных исследований в таблице 2.

Таблица 1 - Характеристики толщин продуктивных пластов

	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 - Объем проведенных исследований продуктивных пластов по скважине

№ 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	Ликв	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	Ликв	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	Восст из ликв	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	Глубинные и поверхнос тные пробы нефти.-
134	Поисковая	Ликв	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)	Поверхнос тные 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 поверхнос тные пробы нефти, газа и воды

Снежное локальное поднятие представлено антиклинальной складкой северо-восточного простирания с пережимом в центральной части. Поднятия осложнено рядом мелких куполов, оконтуривается изогипсой -2385 м, амплитуда – 70 м. Площадь структуры составляет 55 км<sup>2</sup>.

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.

Эрозионно-тектонические выступы фундамента в структурном плане по горизонту Па (подошва баженовской свиты) проявляются в виде цепочки локальных куполов.

В таблице 3 представлены основные характеристики продуктивных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> Снежного месторождения.

Таблица 3 – Геологическая характеристика продуктивных пластов Снежного месторождения

Параметры	Пласт Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>
1	2
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	2406
Тип залежи	Пластово-сводовая
Тип коллектора	поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	63436
Средняя общая толщина, м	31,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	5,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,23
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	13,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,146
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,690
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,490
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,59
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	3,11
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,671
Начальная пластовая температура, °С	104,7
Начальное пластовое давление, Мпа	24,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,48
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,736
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,832
Абсолютная отметка ГНК, м	-2327
Абсолютная отметка ВНК, м	-2384
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,351
Содержание серы в нефти, %	0,2
Содержание парафина в нефти, %	2,46
Давление насыщения нефти газом, Мпа	16,8
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	216
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,4
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1,02
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	
Нефти	27,5
Воды	0,45
Породы	0,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,54

### 1.4.1 Фильтрационно-емкостные свойства пласта Ю1 Снежного месторождения

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) продуктивных пластов наунакской свиты Снежного месторождения определялись по лабораторным исследованиям керна, интерпретации геофизических исследований и результатам гидродинамических испытаний (табл. 4).

Таблица 4 – Коллекторские свойства и нефтенасыщенность пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>

Вид исследований	Наименование	Параметры		
		Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ·10 <sup>-3</sup>	Коэф-т открытой пористости, %	Коэф-т начальной нефтенасыщенности, %
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	4
	Общее количество определений	122	140	78
	Среднее значение	3,4	14,5	62,4
	Интервал изменений	1,7-5,0	13,1-15,2	56,2-64,9
Геофизические исследования скважин	Количество скважин	21	21	21
	Общее количество определений	148	148	124
	Среднее значение	3,1	14,6	61,4
	Интервал изменений	1,9-4,5	13,3-15,6	52,8-70,4
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин	4		
	Общее количество определений	8		
	Среднее значение	4,8		
	Интервал изменений	0,01-21,1		

Лабораторные исследования по определению коллекторских свойств были проведены по скв. 131-135. Среднее значение проницаемости составило 3,4 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup> изменяется от 1,7-5,0 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup> м. Открытая пористость варьирует в пределах 13,1-15,2%, среднее значение составляет 14,5%. Начальная нефтенасыщенность по пласту в среднем составила 62,4%.

По промыслово-геофизическим данным среднее значение проницаемости составило 3,1 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup> интервал изменений 1,9-4,5 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup>. Средний коэффициент открытой пористости равен 14,9%, изменяется от 13,3 до 15,6%. Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности составил 61,4% и изменяется в интервале 52,8-70,4%. Проницаемость пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> по результатам гидродинамических исследований 4-ех скважин составила 4,8 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup> и

изменяется в интервале от 0,01 до 21,1 мкм<sup>2</sup>·10<sup>-3</sup>. Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности Снежного месторождения приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики толщин и неоднородности продуктивного пласта

Толщина	Показатели	Зоны пласта			Пласт в целом
		ЧНЗ	ВНЗ	ГНЗ	
Общая толщина, м.	Среднее значение	45,1	48,4	49,4	48,1
	Интервал изменения	24,2-54,2	28,4-58,7	30,2-65,2	24,2-65,2
Эффективная толщина, м	Среднее значение	20,1	22,9	24,2	22,7
	Интервал изменения	10,6-32,9	6,9-43,1	9,5-32,5	6,9-43,1
Эффективная газонасыщенная толщина, м	Среднее значение	-	-	-	5,1
	Интервал изменения	-	-	-	0-12,3
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение	20,1	9,5	19,3	11,23
	Интервал изменения	10,5-32,8	0-32,5	7,3-32,0	0-32,8
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение	-	-	-	14,4
	Интервал изменения	-	-	-	0-42,6
Коэффициент песчаности, доли ед.	Среднее значение	0,67	0,73	0,79	0,73
	Интервал изменения	0,32-0,93	0,21-0,97	0,27-0,95	0,21-0,97
Расчлененность	Среднее значение	10	7	2,6	7,0
	Интервал изменения	3-11	2-11	1-5	4-15

#### 1.4.2 Режим залежи

В силу того, что изменилось представление о геологическом строении объекта разработки Снежного месторождения и обнаружено наличие газовой шапки, кроме традиционной системы поддержания пластового давления путем (как в рекомендуемом варианте проекта ППД с проведением ГРП) закачки воды, было рассмотрено газовое воздействие на пласт. В таблице 6 приведены показатели разработки, которые свидетельствуют о целесообразности продолжения формирования утвержденной ранее системы ППД.

Таблица 6 – Основные показатели разработки

Характеристики	Ю <sub>1</sub> <sup>1-3</sup>		
	Метод поддержания пластового давления		
Режим разработки	Метод поддержания пластового давления		
Система размещения скважин	пятиточечная		
Расстояние между скважинами, м	450	600	750
Плотность сетки, га/скв	16,7	26,0	41,0
Коэффициент охвата вытеснением, доли ед.	0,64	0,59	0,51
Соотношение скважин, доб/нагн.	138/122	89/77	54/50
Забойное давление скважин, Мпа			
Фонтанных			
Механизованных	18,0	18,0	18,0
Нагнетательных	41,0	41,0	41,0
Коэффициент использования скважин, доли ед.			
Фонтанных			
Механизованных	0,95	0,95	0,95
Нагнетательных	0,95	0,95	0,95
Предельная обводненность при отключении добывающих скважин, %	98,0	98,0	98,0
Продолжительность работы скважин, лет	45	49	54
Пластовое давление, Мпа	24,6		
ВНК, м	-2384		
Высота залежи, м	31,3		

Таким образом, для выбора системы разработки предложено рассматривать варианты с применением системы ППД, предусматривающей закачку воды.

Для скважин месторождения характерно быстрое снижение пластового давления, что требует развития системы ППД. Действующие нагнетательные скважины не дают значительного эффекта.

Говоря об изменении представлений о залежи, также следует отметить, что в сводовой части структуры – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> - была выделена газовая шапка. В целом, газосодержание увеличилось, газовый фактор существенно увеличился с 65,9 до 216,0 м<sup>3</sup>/т.

Наличие газовой шапки, а также в целом повышенное газосодержание по залежи обуславливает значительное изменение свойств пластовой нефти по высоте нефтенасыщенной части пласта.

В связи с этим возникали проблемы в работе ЭЦН. Успешно эксплуатируются с помощью ЭЦН скважины, лежащие вблизи контура ГНК или за его пределами.

Эксплуатация и исследований скважин показали, что незначительно, но все же уменьшилась проницаемость.

Подвижные запасы нефти в основном сосредоточены в центральной части залежи. Для эффективной выработки запасов следует проектировать систему разработки, направленную на вовлечение запасов данной области в процесс разработки. Обводненность продукции по месторождению оказалась выше проектной.

Немаловажным параметром для анализа текущего состояния разработки является пластовое давление. Видна тенденция снижения пластового давления и уменьшение текущих дебитов нефти в зонах отбора. Величина забойного давления в добывающих скважинах недостаточна для создания требуемой депрессии, поэтому необходимо ввести в эксплуатацию нагнетательные скважины с целью поддержания пластового давления, тем самым создать благоприятные условия для увеличения притока нефти к добывающим скважинам. Система поддержания пластового давления на месторождении не развита. Увеличение дебитов нефти связано с проведением мероприятий, таких как: ГРП, свабиrowание, очистка приза бойной зоны.

### **1.4.3 Характеристика пород-коллекторов**

Исследуемый разрез наунакской свиты представлен терригенными отложениями континентального генезиса. Условно он разделяется 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, особенно между пачками Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> где их разделяет пласт угля, получивший распространение на всей площади месторождения. Корреляция песчаных тел 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> и Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>.

Коллекторами являются, как правило, песчаники в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, с незначительными прослоями среднезернистых разностей, крепко сцементированные, в различной степени известковистые и сильно глинистые.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) продуктивных пластов наунакской свиты Снежного месторождения определялись по данным исследования керн и интерпретации геолого-геофизических исследований (таблица 7). В связи с тем, что продуктивные пласты имеют распространение по всей территории месторождения, керн отбирался и анализировался в разрезах всех скважин. Всего проанализировано 70 образцов, но при подсчете запасов и построении геологической модели месторождения использовались только результаты исследований керн по скважинам находящимся в пределах залежей (№№ 131, 132, 133, 135), которых оказалось 69 образцов.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполненных на керновом материале в лабораторных условиях, показывает на незначительные вариации пористости в пределах разностей коллекторов при общем их низком значении, проницаемости 0.5-10 мД. По фильтрационно-емкостным свойствам коллекторы данного типа можно назвать уплотненными. Установленный предел коллектора пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> составляет по пористости 10,1 %, по проницаемости 0,54 мД.

Таблица 7 - Коллекторские свойства и нефтенасыщенность пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Пласт	Метод определения	Наименование	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм <sup>2</sup> ×10 <sup>-3</sup>	Нефтенасыщ., доли ед.
Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Лабораторные исслед. керна	Количество скважин, шт.	4	4	-
		Количество определений, шт.	69	59	-
		Среднее значение	0,143	1,6	-
		Интервал изменения	0,121-0,187	0,4-6,2	-
	Геофизические исслед. скважин	Количество скважин, шт.	4	4	4
		Количество определений, шт.	22	22	22
		Среднее значение	0,139	2,4	0,61
		Интервал изменения	0,104-0,187	0,7-6,7	0,39-0,7
	Гидродинамич. исслед. скважин	Количество скважин, шт.	-	1	-
		Количество определений, шт.	-	1	-
		Среднее значение	-	0,2	-
		Интервал изменения	-	-	-

Общая характеристика коллекторов, установленная различными методами исследования и приведенная в таблице 7 показывает, что фильтрационно-емкостные свойства определенные по керну и методами промысловой геофизики близки по значениям и в целом они относятся к категории низкопроницаемых.

В целом коллектора пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> относятся к IV классу по классификации Ханина.

Промыслово-геофизические исследования Снежного месторождения проводились при бурении поисковых скважин: 131, 132, 133, 134 на пресной

промывочной жидкости и в оценочной скважине 135, где вскрытие продуктивного пласта проводилось на ингибированном растворе.

Промыслово-геофизические исследования на месторождении выполнялись в соответствии с технической инструкцией по проведению геофизических исследований в скважинах.

В целом выполненный комплекс исследований позволяет проводить корреляцию изучаемого разреза, выделять породы-коллекторы, определять характер насыщения пластов, проводить оценку емкостных и фильтрационных свойств коллекторов.

Выделение коллекторов проводилось по качественным и количественным признакам; при качественном выделении коллекторов использовались кривые микрозондирования, ГК, НКТ, НГК, которые записаны во всех скважинах. В скважинах 133,134 при выделении коллекторов дополнительно применялись кривые бокового и микробокового каротажа; в скважине 135 выделение коллекторов проводилось по кривым ГК, НКТ, БК и комплексу зондов ВИКИЗ.

Для обоснования количественных критериев использовались капиллярметрические исследования кернового материала по скважине 135 Снежного месторождения. Установлены следующие пределы коллектора: коэффициент пористости равен 0.101, проницаемость-0.56 мД.

Оценка коэффициента пористости по скважинам 131,132,133,134 проводилась по нейтронному гамма-каротажу, по акустическому каротажу и по НГК.

По относительной амплитуде ПС определение коэффициента пористости проводилось по обобщенной зависимости типа  $K_p = 0.0685 + 0.108 \times A_{пс}$ , зависимость построена для низкопоровых коллекторов юрского возраста по месторождениям Томской области. Определение пористости по гамма-гамма-каротажу проводилось учетом поправки за глинистость.

Определение проницаемости коллекторов проводилось с использованием статистической зависимости между пористостью и проницаемостью.

Отличительной особенностью коллекторов является их низкие фильтрационные свойства по керновым и, соответственно, по промыслово-геофизическим данным.

Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов определялся по стандартной методике с применением зависимостей, обоснованных по керновым данным Снежного месторождения. Схема определения коэффициента нефтенасыщенности по стандартной методике следующая: по зависимости вида  $R_p = 2.0926 \cdot K_p^{-1.3401}$  определяем параметр пористости, затем по формуле  $R_{vp} = R_p \cdot 0.06$  определяем удельное сопротивление водонасыщенного пласта, далее рассчитываем параметр насыщения и по зависимости  $K_v = 1.0302 \cdot R_n^{-0.5218}$  определяем коэффициент нефтенасыщенности.

Основным критерием разделения коллекторов по насыщению являлись критические значения  $K_v$ , определенные по кривым фазовой проницаемости, а так же результаты опробования скважин.

В целом по залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по промыслово-геофизическим данным коллектора характеризуются следующими средними значениями параметров: пористость – 13,9%, нефтенасыщенность – 60,6%, проницаемость – 2,4 мД.

#### **1.4.4 Свойства и состав нефти**

Поверхностные пробы нефти были отобраны в скважинах №131, 133, 135 и повторно в скважине №133 в процессе повторного испытания (табл. 8).

Проведенные исследования показали, что замеры плотности нефти в поверхностных условиях изменяются в интервале 816,2 – 838,6 кг/м<sup>3</sup> и в среднем принятое значение плотности равно 832 кг/м<sup>3</sup> по результатам анализа в скв №131. Вязкость нефти в поверхностных условиях изменяется в интервале 5,3 – 6,3 мПа·с и принята равной 5,3 мПа·с. Также по результатам анализа в скв. №131. Содержание серы составляет 0,13 – 0,22 %, а парафинов 2,5 – 2,9 %

Таблица 8 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Параметры	131	133	135
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> + Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> + Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> + Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	832,3	838,2	838,6
Вязкость, мПа*с			
- при 20°C	5,33	5,5	6,3
- при 50°C	2,83	3,2	3,4
Температура застывания, °C	-	-19,4	-19,6
Объемная доля воды, %	-	0,15	отс.
Массовое содержание, %	-		
- мех. примесей	-	0,06	0,14
- серы	0,19	0,13	0,22
- парафинов	2,54	2,94	-
- смол силикагелевых	7,52	5,34	5,57
- асфальтенов	0,46	0,19	0,04
Содержание, нмоль/г			
VO-порфиринов	-	следы	следы
Ni-порфиринов	-	отс.	отс.
Температура начала кипения, °C	58	60	-
Фракционный состав (объемное содержание выкипающих), %			
- до 100°C	-	5	12
- до 150°C	18,5	18,5	28
- до 200°C	31,0	36	41
- до 250°C	43,5	43,5	53
- до 300°C	54,0	61	66
- до 350°C	-	72	-

Определение газовых факторов также проводилось при испытании скважин №131 и 133, где он составлял  $66,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и  $43,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

В процессе испытания глубинные пробы нефти, отбирались в скв 131. Исследование глубинных проб проводилось Центральной лабораторией Новосибирского геологического управления в 1968 году, однако результаты исследования за давностью времени отсутствуют.

Относиться к результатам исследования проб пластовых флюидов по результатам исследования скв №135 и повторного исследования в скв №133, вероятно, необходимо с осторожностью, так как перфорация и последующий за ней гидроразрыв проведен в нефтенасыщенном пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> совместно с газоконденсатонасыщенным пластом Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

## 1.5 Гидрогеология

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

Особенностью района является его приуроченность к зоне гумидного климата, полосе избыточного и весьма избыточного увлажнения, что определяет основные черты формирования ресурсов и химического состава подземных вод.

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, водо-насыщенную, преимущественно песчаную толщу, входящую в состав покурской свиты. Верхним водоупором являются глины кузнецовской свиты. Кровля комплекса находится на относительной глубине 670-700 метров, подошва приурочена к глинистым образованиям кошайской пачки (алымской свиты), залегающей на относительных отметках 1360-1370 м.

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

Фильтрационные свойства пород по данным региональных исследований таковы: пористость - 14%, 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 свитами. Водо-упорной кровлей являются отложения кошайской пачки. Подстилается комплекс аргиллитами куломзинской свиты. Отложения комплекса значительно менее водо-обильны 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.

## **2 Методическая часть**

### **2.1 Основные принципы расчленения и корреляция терригенного разреза**

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин – один из наиболее важных и ответственных этапов работы геолога. При сопоставлении разрезов, прежде всего, выделяют опорные или маркирующие горизонты (пласты) – то есть пласты, которые среди толщи горных пород однозначно выделяются по литологическим особенностям, цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев или по комплексу органических остатков и сохраняют свои особенности на значительной площади нефтегазоносного бассейна, что дает возможность пользоваться ими для прослеживания и сопоставления разрезов скважин. Например, в Западной Сибири в качестве регионального реперного горизонта выделяются битуминозные аргиллиты баженовской свиты.

Изучение разрезов скважин с помощью электрического и радиоактивного каротажа позволяет выделить так называемые геоэлектрические и георадиоактивные реперы – это максимумы или минимумы на кривых КС, ГК или НГК, прослеживающиеся в пределах месторождения или региона и соответствующие тем или иным пластам [1].

Корреляция позволяет установить последовательность залегания проходимых скважиной горных пород, выделить разновозрастные пласты, проследить за изменением их толщины, литологического и фациального составов, установить наличие тектонических нарушений, перерывов в осадконакоплении, размывов. На основании обобщения и интерпретации результатов корреляции строят геологические разрезы, структурные карты, карты толщин, карты неоднородности, с помощью которых изучают продуктивные пласты в пределах нефтяных и газовых залежей, т.е. получают представление об их модели.

Корреляцию можно осуществлять по образцам горных пород из обнажений в процессе геологической съемки, либо по керну, поднятому из

скважин. Однако низкий процент выноса керна и отсутствие его сплошного отбора не позволяют осуществить эту операцию. По этой же причине малоэффективны методы корреляции по палеонтологическим остаткам, микрофауне, спорово-пыльцевому анализу и петрографическому составу пород.

Наиболее эффективна корреляция разрезов скважин по материалам промысловой геофизики, так как в каждой скважине проводится комплекс промыслово-геофизических исследований и, например, геоэлектрические реперы можно выделить и проследить в разрезах всех пробуренных скважин в пределах разведочной или разрабатываемой площади. В этом случае необходимо учитывать три момента [1].

Предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на каротажных диаграммах, так как его литологический состав и толщина остаются неизменными. Сходство конфигурации сопоставляемых участков каротажной диаграммы является важным признаком тождества сопоставляемых пластов, которые увязываются в разрезах разных скважин.

Абсолютные значения изучаемого геофизического параметра для прослеживания пласта в разных скважинах не имеют существенного значения. Они могут изменяться в зависимости от ряда факторов, которые не имеют отношения к свойствам пласта (например, различный диаметр скважин, качество и свойства бурового раствора и т. д.). Следовательно, равенство отношений значений одного и того же параметра, свойственное двум соседним пластам, может служить дополнительным признаком идентичности этих пластов в разрезе скважин. Например, если отношение кажущихся удельных сопротивлений (КС) двух соседних пластов сохраняется примерно одинаковым в разных скважинах, то это служит подтверждением правильности прослеживания этих пластов по сходству конфигурации каротажных диаграмм.

В процессе корреляции необходимо учитывать и еще один признак – сходство изменения комплекса параметров каждого пласта. Это выражается в

сходстве конфигурации ряда каротажных диаграмм, каждая из которых изображает изменение одного геофизического параметра.

В нефтяной и нефтепромысловой геологии выделяют три вида корреляции: общую, детальную и региональную [1].

Общая корреляция – это сопоставление разрезов скважин в пределах месторождения в целом от устья до забоев с целью выделения одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных горизонтов и пластов, маркирующих горизонтов.

После увязки между собой диаграмм стандартного каротажа переходят к сопоставлению данных по литологии пройденных пород и их возрасту, полученных в результате комплексных исследований керна и шлама.

После выделения реперов и предварительного расчленения разрезов скважин строятся корреляционные схемы. Целью составления корреляционных схем является выяснение характера изменения мощности и литологии отложений, слагающих изучаемую толщу. Для этого диаграммы соседних скважин располагаются таким образом, чтобы глубина кровли или подошвы наиболее выдержанного репера была на одной линии.

На корреляционной схеме линиями соединяют границы выделенных пластов, а затем анализируют изменение литологии и мощности отложений в заданном направлении.

Детальная корреляция (зональная) – это сопоставление между собой частей разрезов скважин в пределах продуктивных пластов, горизонтов, либо продуктивной нефтегазоносной толщи для изучения их фациальной изменчивости, границ выклинивания, распространения по площади [1].

Детальная корреляция начинается с выделения маркирующих горизонтов (геоэлектрических реперов), залегающих выше или ниже изучаемого пласта. Иногда корреляцию проводят по кровле пласта (если выше намечается нормальное залегание пластов), либо по подошве (если кровля пласта размыта), либо по маркирующему прослою внутри пласта (если кровля и подошва размыты). В том случае, если кровля и подошва пласта размыты и отсутствуют

маркирующие прослои, используют так называемые местные (групповые) реперы, которые прослеживаются в пределах лишь отдельных групп скважин.

После предварительной корреляции по геоэлектрическим реперам также осуществляется послойная корреляция продуктивных пластов. Основной задачей при этом является прослеживание характера распространения продуктивных прослоев и разделяющих их непроницаемых пропластков, а также фациальной изменчивости по разрезу и площади в пределах продуктивного пласта или горизонта [1].

В процессе детальной (зональной) корреляции выделяются так называемые зональные интервалы (термин предложен М. Л. Ждановым), т.е. части разреза пласта, которые по своим литолого-физическим свойствам и положению внутри него отличаются от других интервалов и прослеживаются на большей части его площади. Выделение и прослеживание зональных интервалов имеют огромное практическое значение для изучения геолого-промысловых особенностей и геологического строения продуктивного пласта, особенно для изучения продуктивных пластов крупных месторождений при значительной их фациальной изменчивости в процессе подсчета запасов, проектирования и анализа состояния их разработки.

## **2.2 Методические аспекты литолого-фациального анализа осадочных образований**

Литологические исследования широко используются на всех этапах геологоразведочных работ для расчленения, сопоставления и корреляции разрезов, установления особенностей распространения отложений во времени и пространстве, выделения наиболее перспективных, с точки зрения локализации природных полезных ископаемых, участков. Осадочные породы, заключенные в них остатки животных организмов и растений – источник важной геологической информации [3]. Классические методы литолого-фациального анализа позволяют реконструировать обстановку осадконакопления, наметить зоны распространения пород-коллекторов, выявить участки развития

наилучших из них. Выбор методов литологических исследований приобретает особое значение в условиях незначительного выноса керна, а иногда и его полного отсутствия, а также наличия фаунистически не охарактеризованных участков. Невозможно переоценить практическое значение литологии. Без умения грамотно определять и изучать осадочные породы, интерпретировать особенности происхождения и распространения осадочных толщ немислима современная нефтяная геология. Информация о вещественном составе и условиях образования осадочных пород, позволяет целенаправленно проводить поисково-разведочные работы. Выводы, полученные в результате литологических исследований, становятся важными предпосылками при поисках месторождений различных полезных ископаемых, в том числе и углеводородов [3].

Проведение литологических исследований и спрос на их результаты со стороны добывающих предприятий – неперемное условие развития методологической базы изучения единиц ландшафтов территорий для понимания хода осадконакопления, образования осадочных пород, для расширения представлений об особенностях их строения и состава. Детальное представление о напластовании осадочных толщ, особенностях их строения, условиях залегания дают бесценную информацию о сочетании пород-коллекторов и пород-флюидоупоров. Установленные при этом закономерности служат основой для поисков месторождений нефти и газа, заключенных в осадочной оболочке.

Накопление осадков, в которых возможно возникновение углеводородов, происходило в определенных физико–географических условиях. Особенности распространения осадочных пород во времени и пространстве в значительной мере определяют размеры и форму природных резервуаров нефти и газа, а, следовательно, и запасы этих полезных ископаемых. В связи с этим, знание общих и частных закономерностей образования осадочных толщ имеет существенное практическое значение.

Основным методом изучения осадочных толщ является фациальный анализ, опирающийся на принципы актуализма. Это метод научного познания геологической истории Земли, реконструкции процессов и обстановок прошлого путем использования закономерностей, выявленных при изучении современных геологических процессов. Наиболее применим и эффективен актуалистический метод в области осадконакопления. Поэтому, чем полнее изучены современные отложения того или иного генезиса, тем детальнее могут быть установлены их ископаемые аналоги. При этом, как в современных осадках, так и в древних породах сохраняются некоторые наиболее устойчивые первоначальные признаки, которые не изменились в течение длительного геологического времени. Первоначальные генетические признаки осадочных пород могут быть объединены в следующие группы: литолого-геохимическая характеристика пород; остатки древних организмов и следы их жизнедеятельности; форма залегания осадочных толщ [3].

Минеральный состав имеет значение для определения источников питания исследуемого бассейна обломочным материалом и их изменения во времени. Так, описание формы, состава, распределения и условий залегания галек в песчаных породах позволяет решать вопросы об источниках приноса галек, о глубине размыва, направлении течений и пр. Широко используется для тех же целей состав породообразующей части песчаников. Если в них присутствуют обломки пород, то последние уже характеризуют состав материнских пород, а при их отсутствии рассматриваются ассоциации минералов – как породообразующих, так и аксессуарных. Цемент осадочных пород может дать указание на условия осадкообразования, если он формировался в седиментогенезе или раннюю диагенетическую стадию. Структурно-текстурный анализ дает возможность получить представление об активности и направленности движения среды переноса и бассейна седиментации.

Минеральные новообразования, например конкреции, являясь диагенетическими образованиями, дают указание не только на характер

диагенетических процессов, но и на некоторые черты условий отложения осадков, в которых они заключены. Диагенез в осадках происходит в каждом конкретном случае по-своему в зависимости от состава иловых вод, компонентов осадков, количества и характера органического вещества.

Необходимым условием проведения фациального анализа является изучение состава и условий захоронения остатков фауны и флоры. Основными условиями обитания организмов в море являются: соленость, температура, свет, газовый режим, глубина, движение воды, состав грунта. Каждый из этих факторов отражается в морфологии организма (размеры раковины, её скульптура, толщина и т.п.), в многообразии видов, влияет на расселение организмов по площади водоёма. Остатки растительного происхождения встречаются в осадочных породах в четырех формах: в виде твердых горючих ископаемых (горючие сланцы, угли); скопления остатков колониальных известковых водорослей; скопления известковых и кремневых панцирей одноклеточных планктонных водорослей; обугленных и литифицированных обрывков растительных тканей. По облику ископаемых остатков можно с определенной степенью достоверности определить палеогеографические условия на определенный период времени [3].

### **3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ**

#### **3.1 Геологическая интерпретация результатов геофизических исследований скважин Снежного месторождения**

Геофизические методы исследования скважин применяются для решения геологических и технических задач, связанных с поисками, разведкой и разработкой месторождений полезных ископаемых, а также с изучением гидрогеологических и др. особенностей исследуемых районов. Наиболее широкое применение геофизические методы получили при изучении нефтяных и газовых скважин в процессе их бурения, опробования и эксплуатации. Одним из основных направлений исследования осадочной толщи скважинными геофизическими методами является изучение состояния геологической среды, вскрытой этой скважиной, т.е. изучение геологического разреза скважины. Наиболее полная информация о разрезе скважины может быть получена прямыми методами, путем отбора и изучения образцов пород, извлеченных из скважины. Непрерывный отбор керна, представляющего весь литологический разрез, является трудной и дорогостоящей операцией. Поэтому информация о разрезе скважины по данным керна обычно имеется лишь по небольшим интервалам и ограниченному числу скважин. В связи с этим геологическая документация разрезов подавляющего числа скважин осуществляется на основании геофизических исследований скважин (ГИС), которые позволяют косвенным способом решить те же задачи, что и отбор керна. Однако даже широкое внедрение ГИС не позволяет полностью отказаться от отбора керна. Существуют задачи, которые можно решить только на керновом материале: детальное изучение условий осадконакопления, катагенетические преобразования, определение типа пустотного пространства, минералогического состава и некоторые другие. Таким образом, ГИС совместно с изучением керна составляет единый комплекс геолого-геофизического изучения разрезов скважин [1].

Изучение геологических разрезов скважин проводится с использованием электрических, магнитных, радиоактивных, термических, акустических и др. методов. Применение их основано на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы. Интенсивность того или иного поля определяется разными факторами, в первую очередь физическими свойствами пород. Физические свойства находятся в тесной связи с литологической, емкостно-фильтрационной, продуктивной и другими характеристиками.

При изучении геологических разрезов скважин геофизическими методами решаются следующие основные задачи:

- геофизическое расчленение разреза и выявление геофизических коррелятивов (реперов);
- литологическая характеристика пород, слагающих разрезы скважин;
- выявление коллекторов и изучение их свойств (пористости, проницаемости, глинистости и др.);
- характер и объемное содержание флюидов, заполняющих поровое пространство коллекторов (нефть, газ, вода);
- выявление интервалов с высокой концентрацией других полезных ископаемых, имеющих промышленный интерес (уголь, руды, соль и др.).

На основании этих данных производятся все остальные работы:

- 1) разрез данной скважины сопоставляется с разрезами соседних скважин;
- 2) изучается геологическое строение площади;
- 3) выясняется форма и пространственное распространение выявленных продуктивных пластов;
- 4) намечаются интервалы перфорации;
- 5) подсчитываются запасы месторождения;
- 6) составляется проект разработки залежи;
- 7) осуществляется эксплуатация выявленных продуктивных пластов.

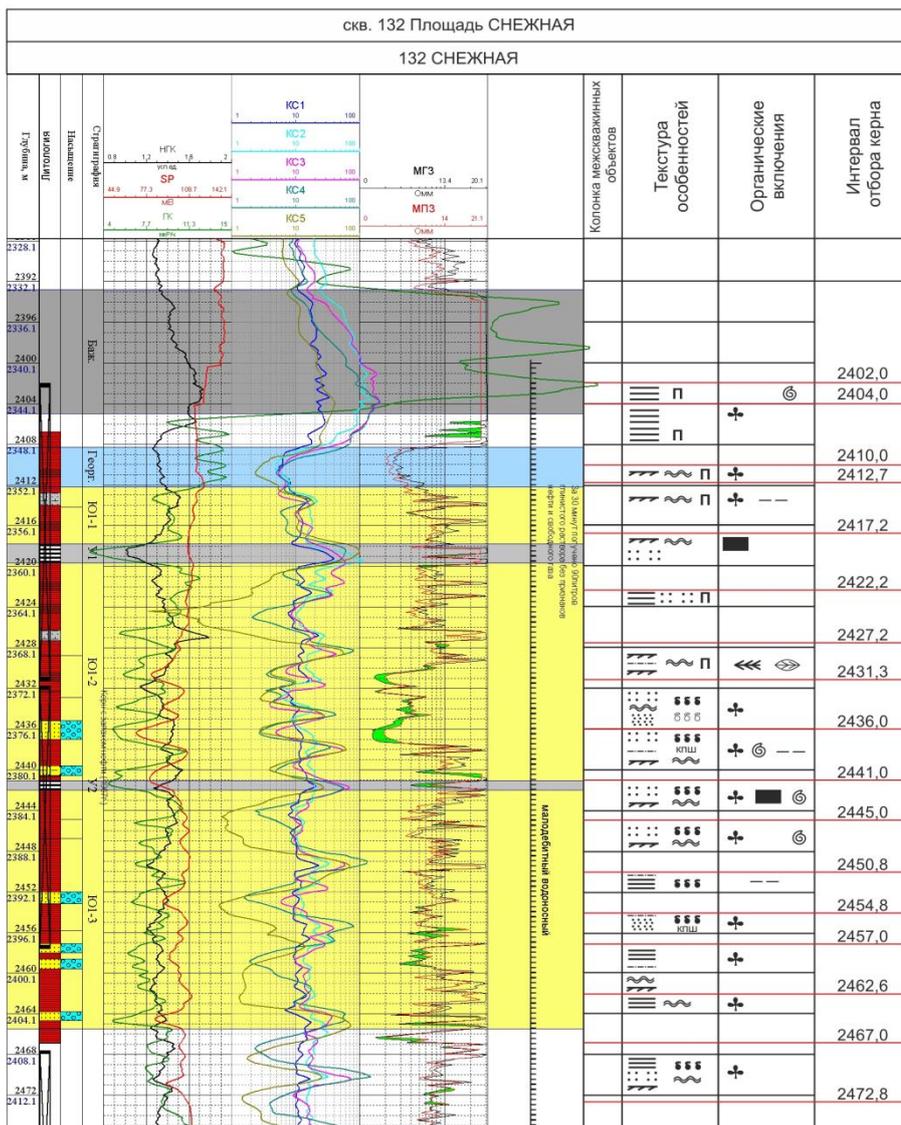
Таким образом, данные геофизических методов исследования скважин позволяют определить геологическое строение месторождений и продуктивных горизонтов, как в локальном, так и в региональном масштабах [1].

Для решения поставленной задачи, а именно проведения геологического анализа геофизических материалов, использовался комплекс геолого-геофизических исследований скважин, включающий: стандартный каротаж (КС и ПС); индукционный каротаж (ИК); гамма- и нейтронный гамма-каротаж (ГК, НГК); кавернометрия (КВ); акустический каротаж (АК) масштабов 1:200 и описание керна материала по скважинам 131, 132, 133, 134 и 135 Снежного месторождения.

Необходимо отметить высокое качество геофизических данных, при этом неравномерную охарактеризованность продуктивного разреза керна материалом, вынос которого составил от 6 до 100%. Результаты комплексного анализа представлены на рисунках 5,6,7,8,9.

### **3.1.1 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений скважины 132**

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> охарактеризован керна в интервале - 2467,6 - 2441,3 (рисунок 7). В нижней части разрез представлен аргиллитами темно-серыми до черного с тонкой горизонтальной слоистостью и обильными растительными остатками. Выше по разрезу отмечается переслаивание алевролитов серых и темно-серых слюдистых и песчаников светло-серых мелкозернистых с запахом нефти. Верхняя часть разреза представлена песчаниками светло-серыми мелкозернистыми, прерывисто-слоистыми за счет намыва растительного детрита, слюдистыми с отпечатками створок раковин пелеципод [22].



**ТЕКСТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ**

- Косая
- Однородная
- Горизонтальная
- Волнистая
- Пирит

**ХАРАКТЕР НАСЫЩЕНИЯ**

- Уголь
- Глина
- Песчаник
- Алевролит
- Нефтенасыщение
- Газонасыщение

**ОРГАНИЧЕСКИЕ ОСТАТКИ**

- Углефицированный дерит и отпечатки растений
- Беспозвоночные (илюядные)
- Отпечаток хвойных
- Отпечаток флоры

Рисунок 7 - Геолого-геофизическая характеристика скважины 132

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> охарактеризован керном в интервале 2441,0 -2417,2 м [22]. В нижней части разрез представлен алевролитами и песчаниками с тонкой косою, полого-волнистой слоистостью, с растительными остатками и растительным детритом. Неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые до темно-серых, алевролитистые, с тонкой косою и полого-волнистой слоистостью, иногда с ходами илоядных, заполненных песчано-алевролитистым материалом, также находится 2 см бурого угля, песчаник светло-серый, средне-мелкозернистый, средне сцементированный глинистым цементом, слюдистый, с запахом нефти.

Выше по разрезу отмечаются аргиллиты серые до темно-серого, местами сильно алевролитистые, с тонкой косою и волнистой слоистостью, с отпечатками обуглившейся листовой и хвойной флорой, песчаник с запахом конденсата. Часть разреза представлена аргиллитами серыми, до бурого, с тонкой косою, волнистой и неясной слоистостью, крепкий, повсеместно с мелкими радиально-лучистыми агрегатами пирита, иногда песчаником светло-серого, крепкого, слюдистого.

Верхняя часть разреза представлена песчаниками светло-серыми мелкозернистыми, прерывисто-слоистыми за счет намыва растительного детрита, слюдистыми с отпечатками створок раковин. Аргиллитом темно-серым до черного, крепкий, неслоистый, участками известковистый, слюдистый, часто встречается пирит в тонкокристаллических нитевидных ветвящихся агрегатах, возникших за счет замещения растительных остатков горизонтального захоронения.

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> охарактеризован керном в интервале - 2418 – 2412 м. В нижней части разрез представлен аргиллитом серым, до бурого, алевролитистым, с тонкой косою, волнистой и неясной слоистостью, с мелкими радиально-лучистыми агрегатами пирита, обуглившимися растительными остатками. Прослойки песчаника, крепкого, слюдистого. Верхняя часть разреза аналогична вышеописанной.

### 3.1.2 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений скважины 131

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> охарактеризован керном в интервале 2432,0 - 2454,4 м (рисунок 8). В нижней части разрез представлен алевролитом серого цвета, тонкослюдистым, глинистым, участками более песчаным со слабым запахом конденсата, участками отмечаются скопления обуглившейся растительности, переходящий в аргиллит. Аргиллит серый, тонкослюдистый, и слабо алевролитистый, с многочисленными линзочками.

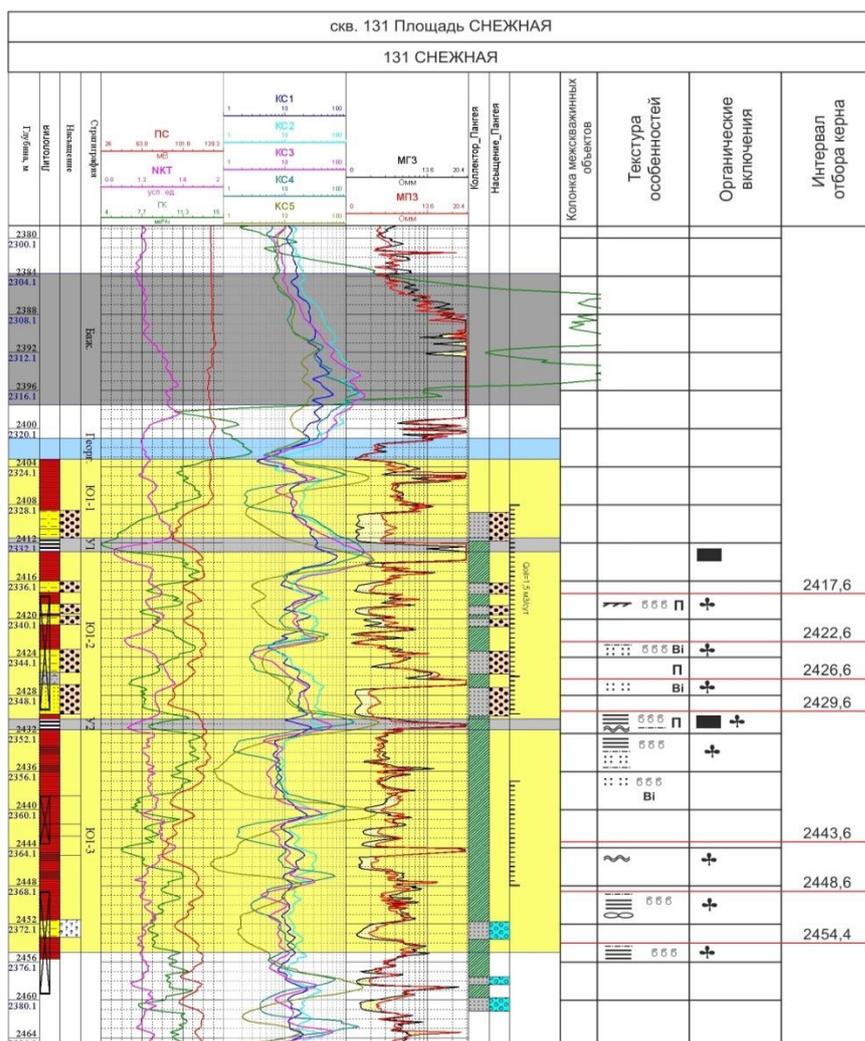
Выше - неравномерное грубое переслаивание алевролита и аргиллита со скоплениями обуглившегося растительного детрита.

Верхняя часть разреза представлена песчаниками светло-серыми, слюдистыми, полимиктовыми мелкозернистыми, плохо отсортированными, массивными по плоскостям наслоения со скоплениями биотита, с неравномерным запахом конденсата. Также представлена верхняя часть алевролитом серым, темно-серым за счет обильного включения обуглившегося растительного детрита, тонкослоистым.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> охарактеризован керном в интервале 2429,6 - 2417,2 м. В нижней части разрез представлен аргиллитом темно-серым, тонкослюдистым, горизонтально-волнисто- и косослоистым с обильным включением обуглившегося растительного детрита, отмечается вкрапленность пирита [22].

Выше песчаник светло-серый, полимиктовый мелкозернистый, глинистый, средней крепости, по плоскостям наслоения со скоплениями обуглившегося растительного детрита и биотита. Песчаник с резким запахом конденсата.

Верхняя часть разреза представлена алевролитовым материалом, слюдистым, по плоскостям наслоения со скоплениями обуглившегося растительного детрита, биотита. А также определен аргиллит тонкослюдистый, косослоистый с гнездо образованиями пирита. По всему слою аргиллит имеет слабый запах конденсата.



**ТЕКСТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ**

- Косая
- Однородная
- Горизонтальная
- Волнистая
- Пирит
- Линзовидная
- Биотит

**ХАРАКТЕР НАСЫЩЕНИЯ**

- Уголь
- Глина
- Песчаник
- Алевролит
- Нефтенасыщение
- Газонасыщение

**ОРГАНИЧЕСКИЕ ОСТАТКИ**

- Углефицированный дерит и отпечатки растений
- Беспозвоночные (илоидные)
- Отпечаток хвойных
- Отпечаток флоры

Рисунок 8 - Геолого-геофизическая характеристика скважины 131

### 3.1.3 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений скважины 135

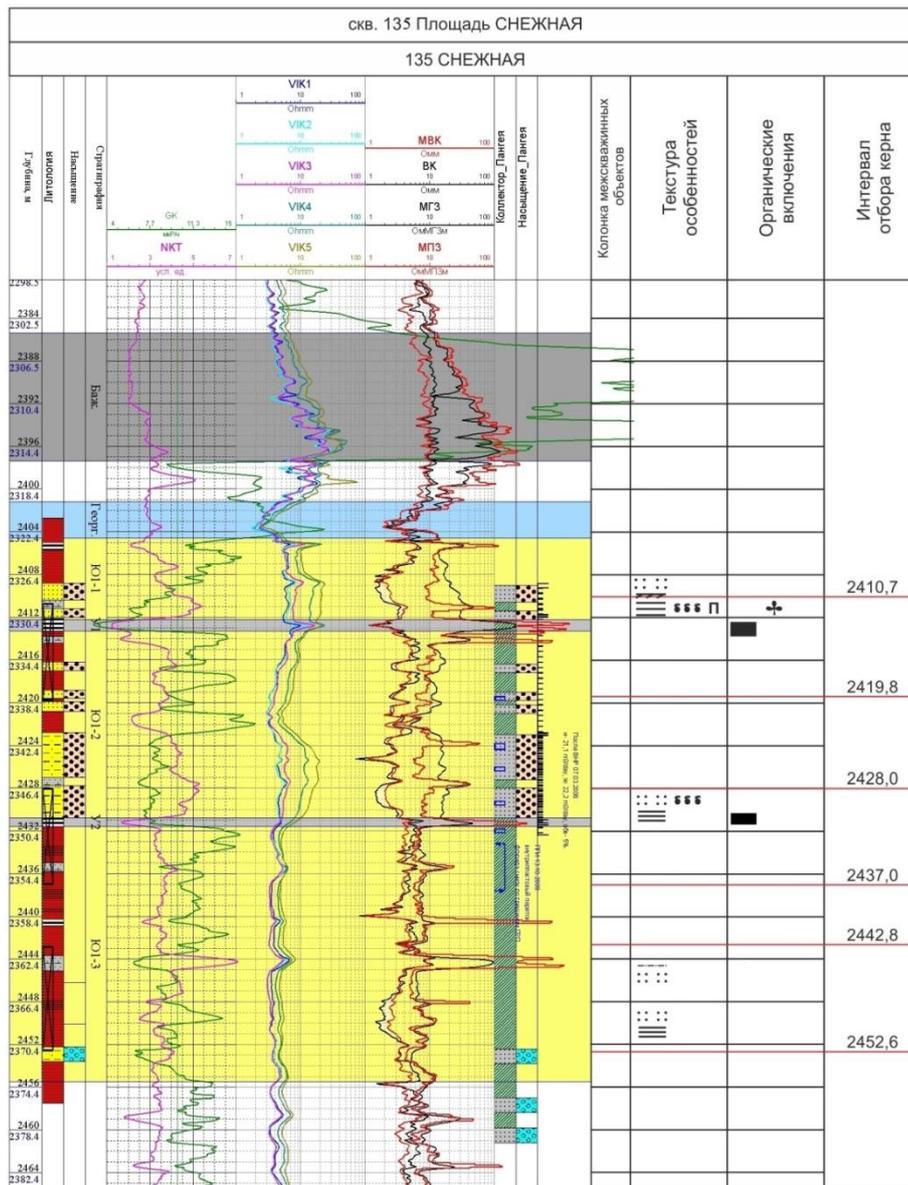
Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> охарактеризован керном в интервале 2452,6 – 2432,0 м (рисунок 9). В нижней части разрез представлен аргиллитом черным плитчатым. Выше песчаник серый мелкозернистый крепко-цементированный участками глинистый. Верхняя часть разреза представлена алевролитом серым крепко-цементированным со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом.

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> охарактеризован керном в интервале 2413,3 – 2430,8 м. В нижней части разрез представлен аргиллитом серым, темно-серым. В верхней части песчаник серый, мелкозернистый, крепко-цементированный, сильно-глинистый.

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> охарактеризован керном в интервале 2412,0 – 2404,6 м. В нижней части представлен аргиллитом темно-серым до черного, плитчатым алевролитистым, с отпечатками растительного детрита, с зернами и конкрециями пирита.

Выше уголь черный с тонкими до 0,5 см пропластками темно-серого аргиллита.

В верхней части представлен песчаником серым и среднезернистым крепко-цементированным, глинистым с косою слоистостью и устойчивым запахом нефти [22].



**ТЕКСТУРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ**

- Косая
- Однородная
- Горизонтальная
- Волнистая
- Пирит
- Линзовидная

**ХАРАКТЕР НАСЫЩЕНИЯ**

- Уголь
- Глина
- Песчаник
- Алевролит
- Нефтенасыщение
- Газонасыщение

**ОРГАНИЧЕСКИЕ ОСТАТКИ**

- Углефицированный дерит и отпечатки растений
- Беспозвоночные (иловядные)
- Отпечаток хвойных
- Отпечаток флоры

Рисунок 9 - Геолого-геофизическая характеристика скважины 135

### **3.1.4 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений скважины 133**

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> охарактеризован керном в интервале - 2448 – 2416,2 м (рисунок 10). В нижней части разрез представлен серым мелкозернистым, горизонтально волнистым песчаником, участками слоистым за счет намывов углистого материала, а также представлен темно-серыми аргиллитами, линзовидно–слоистыми, за счет прослоев песчаников и алевролитов.

Выше - переслаивание темно-серых аргиллитов, песчаников серых мелкозернистых средне цементированных с запахом углеводородов.

Верхняя часть разреза представлена серыми песчаниками, мелкозернистыми средне цементированными с запахом углеводорода и темно–серыми аргиллитами.

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> охарактеризован керном в интервале - 2415 – 2406,5 м. Нижняя часть разреза представлена углем, песчаниками темно–серыми мелкозернистыми, слоистыми, пиритизированными.

В верхней части песчаники серые, мелкозернистые, крепко сцементированные, а также аргиллиты серые, плотные, крепкие с включениями пирита [22].



### 3.1.5 Геолого-геофизическая характеристика продуктивных отложений скважины 134

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> охарактеризован керном в интервале - 2477,1 – 2468,0 м (рис.11). В нижней части разрез представлен переслаиванием песчаников светло–серых, мелкозернистых, крепко цементированных с аргиллитами, плотными с включением обугленных растительных остатков.

Выше - песчаники светло–серые, мелкозернистые, крепко сцементированные.

В верхней части разреза переслаивание песчаников, аргиллитов, имеющие включение обугленных растительных остатков.

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> охарактеризован керном в интервале 2466 – 2455 м. В нижней части разрез представлен алевролитами серыми с включениями обугленных растительных остатков и с гнездами пирита. А также имеется пропласт угля

Выше по разрезу переслаивание песчаников мелкозернистых с аргиллитами серыми и плотными.

В верхней части разрез представлен аргиллитами, черными, плотными, крепкими и с гнездами пирита.

Продуктивный разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> охарактеризован в интервале 2453,3 – 2440,8 м. В нижней части разрез представлен аргиллитами серыми, плотными, крепкими, с прослойками мелкозернистых песчаников.

Выше - переслаивание аргиллитов крепких, серых, плотных с песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми с включениями обугленных растительных остатков и гнезд пирита.

В верхней части разрез представлен аргиллитами серыми, крепкими, плотными, с прослойками песчаников [22].



### 3.2 Корреляция продуктивных отложений Снежного месторождения

Выделив по комплексу промыслово-геофизических исследований литологические разности в качестве породных слоев, и определив характер границ между ними, можно провести детальную корреляцию интересующего интервала разреза. Вначале восстанавливается литология всех породных слоев разреза и определяется мощность каждого из них (снизу вверх). Далее определяется характер направленности изменения гранулометрического состава от слоя к слою, устанавливается характер границ между породными слоями по комплексу промыслово-геофизических исследований.

Установление общих закономерностей распределения породных слоев в разрезе и конкретно в каждом пласте дает возможность использовать породно-слоевые системы, их части и границы между ними в качестве надежных коррелятивов. Корреляция разрезов – один из важных этапов геологического исследования, поскольку её результаты являются основными исходными данными для различного рода построений [1].

Анализ выделенных в разрезе осадочной толщи пластов и типов позволяет определить особенности строения толщи и выявить на этой основе опорные интервалы, которые могут быть использованы в процессе корреляции в качестве маркирующих. Такую роль при увязке разрезов играют выдержанные угольные пласты. Они имеют четкую геофизическую характеристику, занимают определенное место в разрезе и поэтому служат наиболее надежными реперами. Значительная протяженность углей повышает надежность корреляции разрезов. Формирование углей в эпохи максимального тектонического покоя, минимальной динамики водной среды и приуроченность их к наиболее выровненным участкам рельефа могут быть признаками изохронности этих частей разреза, что является определяющим при корреляции континентальных толщ и их относительной стратификации.

Кроме углей, в качестве маркирующих реперов могут быть выделены и другие породы, которые занимают определенное положение в разрезах и

обладают индивидуальной геолого-геофизической характеристикой. Так, к реперам первой категории юрского разреза в пределах юго-востока Западно-Сибирской плиты относятся глины тогурской свиты и нижневасюганской подсвиты, угольные пласты  $U_{10}$  и  $U_1$ , а также аргиллиты баженовской свиты. Эти маркирующие горизонты регионально выдержаны, имеют значительную мощность и хорошо выделяются по всем видам каротажа. Во вторую группу реперов объединяются угольные пласты  $U_8$ ,  $U_6$  и  $U_4$ , которые, хорошо прослеживаясь на обширной территории, имеют небольшую мощность. К третьей группе реперов относятся угольные и глинистые пласты, которые выделяются только в пределах отдельных площадей.

Положение каждого из реперов определяет характер границы и контролируется общей цикличностью разреза, что позволяет последовательно (от скважины к скважине) проследить выделенные пласты. В пределах этих пластов учитываются их литологические особенности, выделяемые по керну и каротажу в процессе расчленения разреза [1].

Таким образом, использование основных изложенных методов системного анализа породных ассоциаций дает возможность выполнять корреляцию осадочных толщ, прослеживая не отдельные пласты или их группы, а целостные во времени системы различного ранга, т.е. геохронолиты. Это особенно важно для фациально изменчивых по латерали континентальных отложений, когда на практике сопоставляются между собой песчаные пласты, образовавшиеся в разное время.

Район исследований приурочен к зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Вскрытые скважинами (рисунок 12) разрезы свидетельствуют о полифациальности условий осадконакопления – от прибрежно-морских (в незначительном объеме), до прибрежно-континентальных и континентальных.

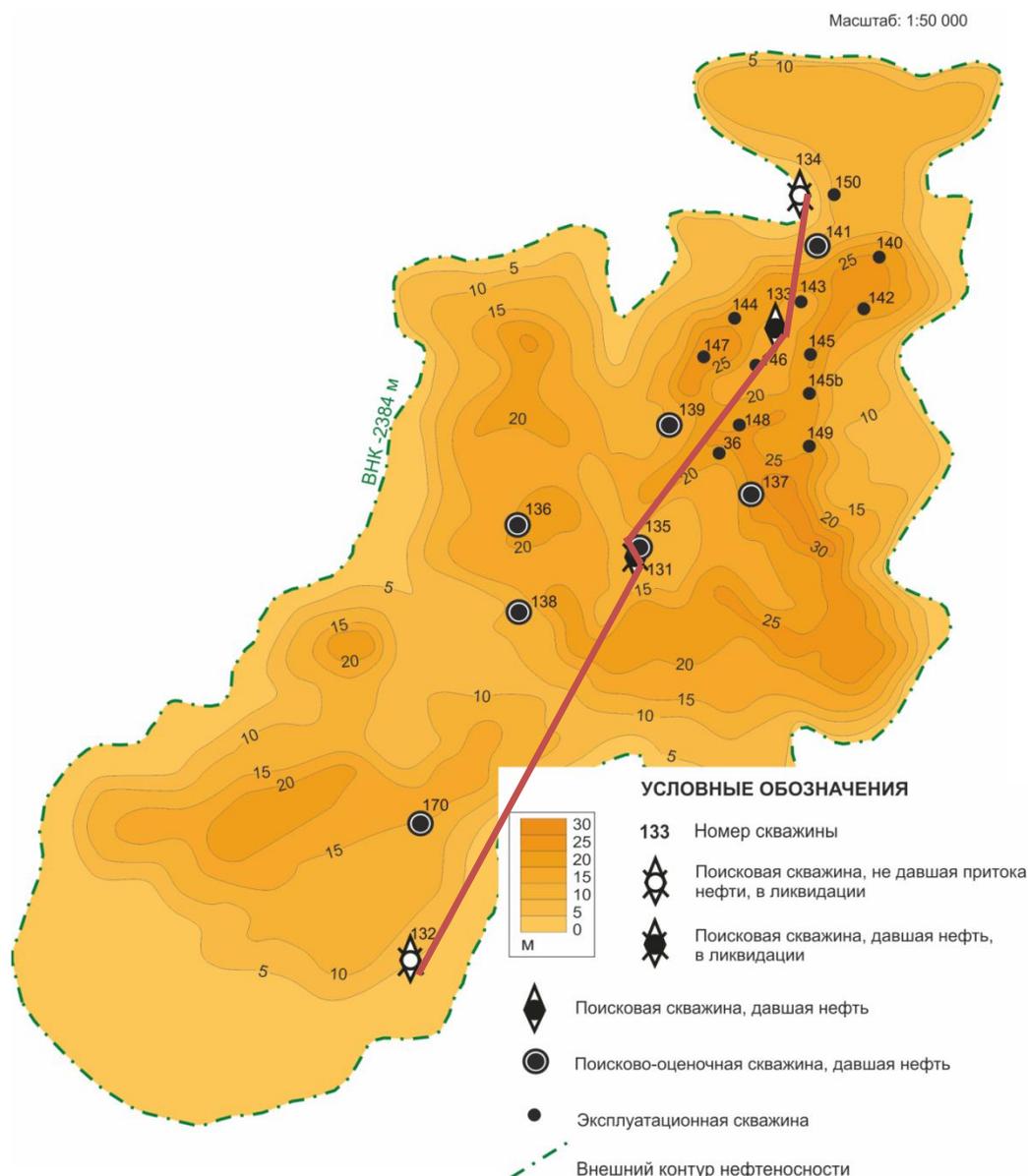


Рисунок 12 - Схема расположения скважин Снежного месторождения

На рисунке 13 представлена схема корреляции продуктивных отложений Снежного месторождения. Деление на верхневасюганскую и нижневасюганскую подсвиты невозможно, так как для переходной зоны характерно отсутствие чистой глинистой нижневасюганской подсвиты. Деление разреза на над угольную и под угольную пачки также весьма условно.

Разрез наунакской свиты делится условно на три пачки Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</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</sup>.

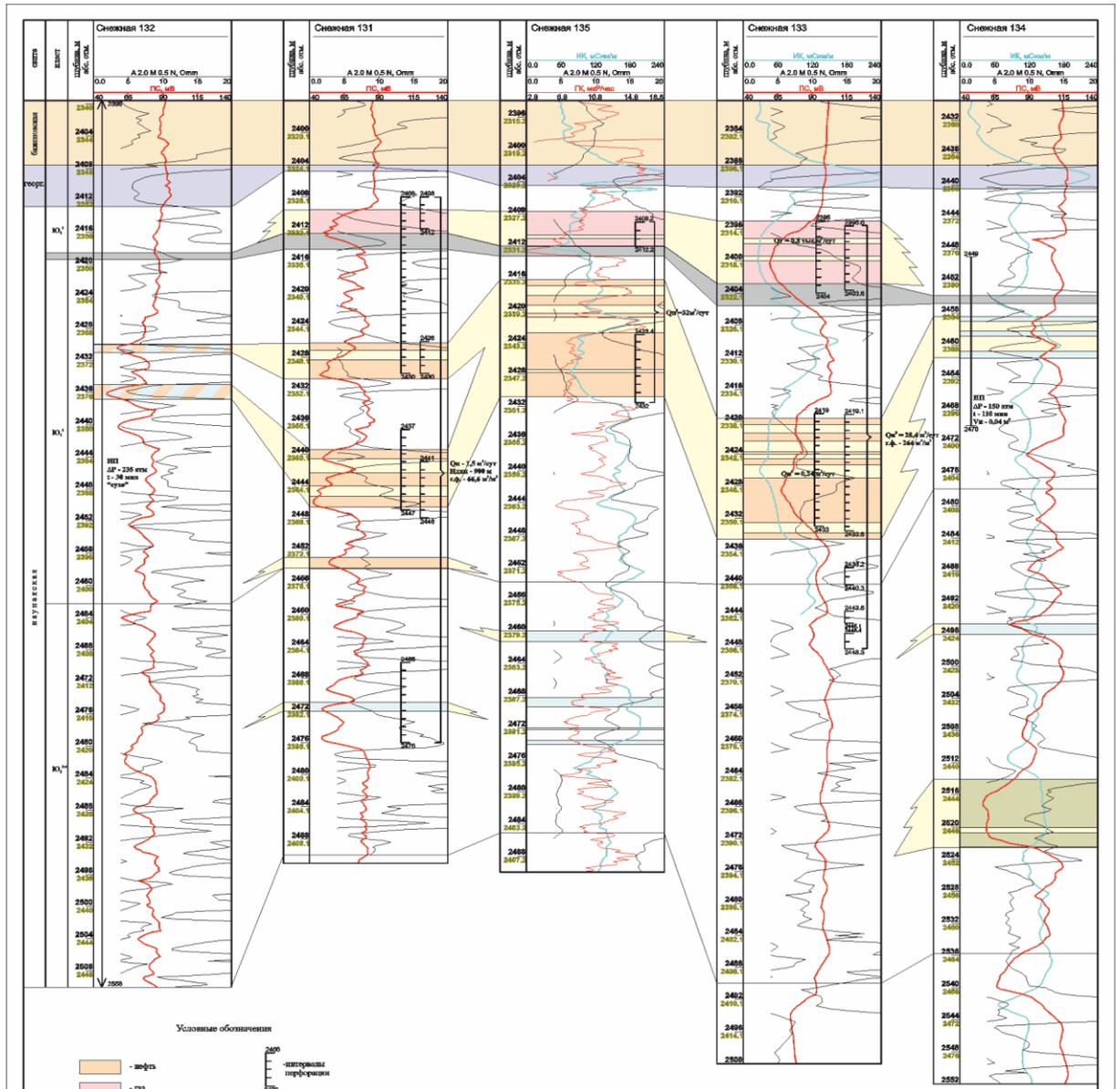


Рисунок 13 - Схема корреляции по линии скважин 132 – 131 – 135 – 133 – 134

Коллекторами являются, как правило, песчаники в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, средне сцементированные, различной степенью глинизации [22].

#### **4 Финансовый менеджмент**

Для проведения обработки результатов запланированных геологоразведочных работ будут привлечены десять сотрудников. Местом работы будут являться рабочий кабинет, общей площадью 100 м<sup>2</sup>, оборудованные персональными компьютерами, с тем расчетом, что у каждого будет свой компьютер. Помимо этого, в помещении будет находиться вся печатная техника, а именно, принтер HP OfficeJetPro 8620, многофункциональное устройство Canonimage RUNNER ADVANCE C3320, для которых в нужном количестве должны быть закуплены расходные материалы, а именно картриджи, тонеры и офисная бумага формата А4, А3, А1. Также для работы необходимо будет закупить шариковые автоматические ручки, простые карандаши, папки для бумаг и USB flash накопители, для дальнейшей записи отчетов и графического материала в электронном виде.

Сбор материалов для написания отчета будет проходить первоначально в архиве предприятия, занимающегося разработкой месторождения, параллельно будут анализироваться и обрабатываться данные, полученные при бурении скважин, в частности, будет проводиться анализ ГИС, изучение геологического разреза нового участка территории, для описания поднятого керна из скважин и для петрографического анализа шлифов будут использоваться услуги подрядчика – ООО «ТомскНИПИнефть». После, для защиты отчета, для сбора недостающей информации, два человека будут отправлены в г. Стрежевой.

Итогом работы будут являться построения карт, составление корреляционных схемы, геологических разрезов исследуемой территории, и написание отчёта о проведённых работах, в котором должны быть изложены все данные о перспективности объекта на обнаружение ловушек нефти и газа.

Все расчеты затрат, необходимых для проведения научно-исследовательской работы, приведены в таблицах 9-16, схема финансовых затрат представлена на рисунке 14.

Таблица 9 – Форма СМ1. Общая сметная стоимость геологоразведочных работ

Наименование работ затрат	Едизм.	Объем	Полная сметная стоимость, тыс.руб
1. Основные затраты			
Камеральные, картосоставительские, издательские, тематические и опытно-методические работы			4 736,0
2. Накладные расходы	%	12,9	407,1
3. Плановые накопления	%	10,9	516,2
4. Резерв на непредвиденные затраты	%	3	169,8
НДС	%	18	1 049,2
<b>Всего по объекту</b>			<b>6 878,34</b>

Таблица 10 – Расчёт сметной стоимости создания научно-технической продукции

№№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, тыс. руб.
1	Затраты на оплату труда	2 644,9
2	Единый социальный налог, 30 %	793,5
3	Материальные затраты	92,8
4	Командировочные расходы	72,4
5	Износ (амортизация) основных средств	62,4
6	Услуги сторонних организаций	550,0
7	Расходы на арендную плату	520,0
8	Итого основные расходы	4 736,0
9	Накладные расходы	407,1
10	Плановые накопления	516,2
11	Итого	5 659,3

Таблица 11 – Расчёт затрат на оплату труда работников, непосредственно занятых созданием научно-технической продукции

Наименование должностей, ученая степень	Оклад, тыс. руб/мес	Коэф. к заработной плате, %	Начисление в месяц, тыс. руб.	Количество человек	Количество месяцев	Чел/мес	Общее начисление, тыс. руб.
Нач.отдела	51.0	0.13	57.63	1	4	4	230.52
Зам.нач.отдела	45.0	0.13	50.85	1	4	4	203.4
Ст. науч. сотрудник	30.0	0.13	33.9	2	5	10	339
Мл. науч. сотрудник	29.0	0.13	32.8	3	8	24	787.2
Инженер	24.0	0.13	27.12	3	8	40	1084.8
<b>Всего</b>			<b>2023</b>	<b>10</b>	<b>29</b>	<b>82</b>	<b>2644.92</b>
<b>ЕСН, 30%</b>							<b>793.476</b>
Среднемесячная заработная плата, руб/чел							<b>32.26</b>

Таблица 12 – Расчёт стоимости материалов

№ п/п	Наименование материалов	Количество единиц, шт	Цена приобретения, руб.	Стоимость, тыс. руб.
1	Бумага для принтера А-4 SvetoCopy	55	300	16,50
2	Бумага А-3 SvetCopy	12	500,00	6,00
3	Бумага А-1 Lomond	5	1 225,00	6,13
4	Картридж HP OfficeJet Pro k8600	13	1 550,00	20,14
5	Тонер-картридж Canon	10	3 700,00	37,00
6	USB flash накопитель SunDisk	20	350,00	7,00
7	Ручка шариковая автоматическая Pilot	30	40	1,20
8	Карандаш простой	30	30	0,90
9	Папка для бумаг	10	150	1,50
			<b>Итого:</b>	<b>92,77</b>

Таблица 13 – Расчёт расходов на командировки

Пункт назначения	Кол-во командировок	Кол-во командированных сотрудников, чел.	Продолжительность 1 командировки, сут.	Оплата проезда, тыс. руб.	Суточные, тыс. руб.	Квартирные, руб.	Сумма, тыс. руб.
<b>г. Каргасок</b>							
вертолетом	4	2	3	52,0	6,0	14,4	72,4
<b>Итого</b>							<b>72,4</b>

\*Примечание:

Стоимость а/б до пгт. Каргасок-6500 руб,

Проживание в гостинице пгт. Каргасок-1200 руб,

Суточные-500 руб.

Таблица 14 – Перечень подрядных работ

№№ п/п	Наименование предприятия-подрядчика	Наименование работ (услуг)	Сумма по смете субподрядчика, тыс. руб
1	ООО "ТомскНИПИНефть"	Описание керна	250
		Описание шлифов	300
	<b>Итого</b>		<b>550</b>

Таблица 15 – Расчет затрат на возмещение износа основных средств (амортизационные отчисления)

Наименование основных средств	Ед. изм.	Число единиц	Балансовая стоимость единицы, руб.	Продолжительность использования, месяцев	Норматив годовых отчислений, %	Сумма, тыс. руб.
ПК Samsung	шт	10	35500	8	20	47,3
Принтер HP OfficeJetPro	шт	1	12300	8	20	1,6
МФУ Canon imageRUNNER ADVANCE C3320	шт	1	100500	8	20	13,4
<b>Итого</b>	шт	12	148300	24	40	62,4

Таблица 16 – Расчет арендной платы

Назначение помещения	Численность работников, чел	Площадь, м <sup>2</sup>	Тариф, руб/мес. за кв.м	Продолжительность работ, мес.	Сумма, тыс. руб.
Выполнение научно-исследовательской работы	10	100	700	8	520

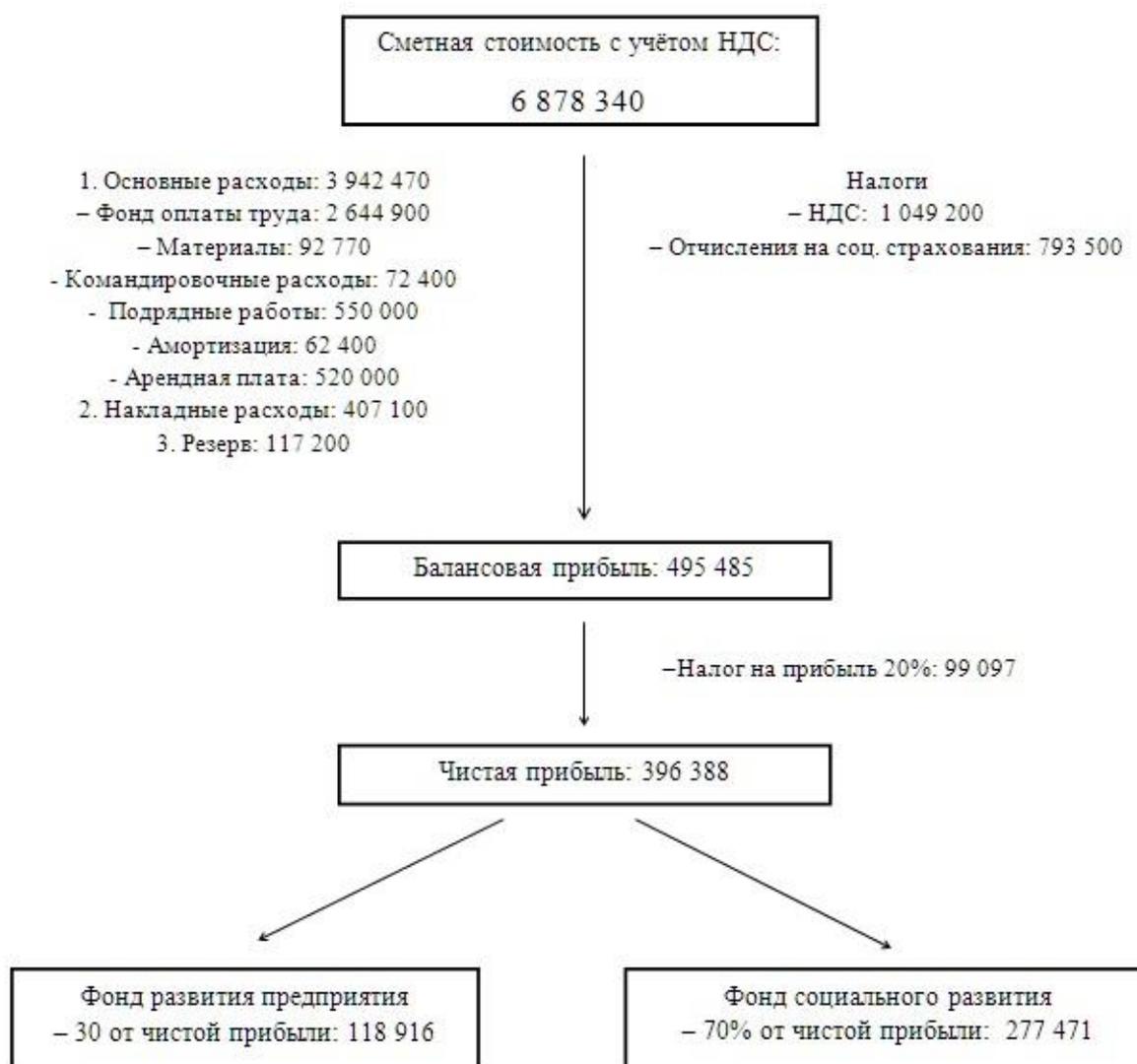


Рисунок 14 – Схема распределения денежных средств

## 5 Социальная ответственность

### 5.1 Опасные факторы при проведении инженерно-геологических исследований

Во время проведения инженерно-геологических исследований человек подвергается воздействию различных опасностей, под которыми обычно понимаются явления, процессы, объекты способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека непосредственно или косвенно, т.е. вызвать различные нежелательные последствия. Эти опасности принято называть опасными и вредными производственными факторами. Все опасные и вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003.-74 подразделяются на группы (таблица 17) [7].

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса геологоразведочных работ, формирующие вредные и опасные факторы.

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
		Вредные	Опасные	
1	2	3	4	5
Полевой	Бурение вращательное  Опытно-фильтрационные работы (эрлифт, насос ЭЦВ)  Режимные наблюдения	1 .Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 2. Превышение уровней шума 3.Превышение уровней вибрации 4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1 .Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.007-76 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86
Лабораторный	Интерпретация результатов исследований	1 .Отклонение параметров микроклимата в помещении 2 .Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 4.Повышенная запылённость рабочей зоны 5. Превышение уровней электромагнитных излучений	1 .Электрический ток 2.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 17.2.1.03-84 ГОСТ 17.4.3.04-85 ГОСТ 12.1.012-90 СП 52.13330.2011 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СН 2.2.4/2.1.8.556-96 ПУЭ

## 5.1 Производственная безопасность

### Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

(производственная санитария)

Вредные факторы - негативные факторы, воздействие которых на человека приводит к снижению работоспособности, ухудшению самочувствия или заболеванию ГОСТ 12.0.003-74 [7].

#### Превышение уровней шума

Шум - одни из наиболее распространенных вредных факторов при бурении скважин и производстве опытно-фильтрационных работ. Источниками формирования шума и вибрации могут быть буровая установка, погружной электрический насос, работающие машины и механизмы.

Длительное воздействие шума на организм человека приводит к следующим последствиям шумовой болезни: снижается производительность труда: ослабляет память, внимание, острота зрения и чувствительность к предупредительным сигналам; снижается чувствительность слуха [11]. Звуки большой силы, уровень которых превышает 120–130 ДБА (уровень шума, замеренный по шкале Ашумомера или эквивалентный уровень шума) вызывают болевое ощущение и повреждения в слуховом аппарате (акустическая травма). Разрыв барабанных перепонки в органах слуха человека происходит под воздействие шума, уровень звукового давления которого составляет примерно 186 ДБА.

Таблица 18 – Нормирование шумового воздействия по ГОСТу 12.1.003-83

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

Методы защиты от шума делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные мероприятия:

- замена металлических соударяющихся деталей на неметаллические;
- правильная планировка и расположение оборудования (оборудование с шумным производством должно располагаться с подветренной стороны и на достаточном для снижения уровня интенсивности шума расстоянии);
- правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе);
- применение средств индивидуальной защиты (противошумные вкладыши, противошумные наушники, шлемофоны и др.).

### Превышение уровней вибрации

Вибрация — это совокупность механических колебаний, испытываемых каким-либо телом. Основными характеристиками вибрации являются: частота колебаний, амплитуда перемещения, виброскорость. Источниками могут быть буровая установка, погружной электрический насос, работающие машины и механизмы. Необходимо различать общую и местную вибрации.

Общая вибрация действует на весь организм в целом, а местная только на отдельные части его (верхние конечности, плечевой пояс, сосуды сердца). Под действием вибрации происходит угнетение периферической нервной системы; ослабление памяти; повышение энергетических затрат организма; изменение в нервной и костно-суставной системах; повышение артериального давления.

Гигиенически допустимые уровни вибрации (таблица 18) регламентирует ГОСТ 12.1.012-90 [19].

Таблица 18 – Гигиенические нормы уровней виброскоростей (ГОСТ 12.0.012-90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

Основные мероприятия по борьбе с вибрацией:

- а) виброизоляция – применения упругих прокладок;
- б) уравнивание, балансировка;
- в) правильная организация труда и отдыха:
  - кратковременные перерывы в работе (по 10-15 минут через каждые 1-1,5 часа работы);
  - активная гимнастика рук, теплые водяные ванны для конечностей и др.;
- е) применение средств индивидуальной защиты: рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве.

### **Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению (охрана труда)**

Опасные факторы (согласно ГОСТ 12 0 003 74) – это факторы, приводящие к травме и другому резкому ухудшению здоровья [7].

#### **Полевой этап**

Проектом предусматривается бурение, проведение опытно-фильтрационных работ, режимных наблюдений, опробование скважин. Данные работы осуществляются на открытой площадке, следовательно, результате пересечения местности возможно получение механических повреждений и травм.

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

При проведении геологических исследований в полевых условиях возможность получения механических повреждений многократно возрастает. Повреждения могут быть как тяжелые, так и легкие. Например, переломы рук и ног, различные растяжения, порезы и т.д. Для их предотвращения необходимо соблюдать технику безопасности и индивидуальную безопасность жизнедеятельности.

Все движущиеся и вращающиеся части станков, машин и механизмов должны иметь со всех сторон прочные съемные ограждения на расстоянии не

менее 35 см. Высота ограждений должна быть не менее 1,25 м. Высота нижнего пояса ограждения принимается равной 20 см, а промежутки между поясами ограждения по высоте – не более 40 см. Расстояние между осями смежных стоек, к которым прикрепляются пояса ограждения, должно быть не более 2,5 м.

При расстоянии менее 35 см между механизмом и ограждением разрешается только сплошное или сетчатое ограждение высотой не менее 1,8м. Механизмы высотой менее 1,8м должны ограждаться полностью согласно ГОСТ 12.2.003-91 [8]. Так как опасность представляют движущие части производственного оборудования, изделия, заготовки, материалы, отлетающие частицы обрабатываемого материала, брызги смазочно–охлаждающих жидкостей.

Зубчатые и цепные передачи ограждаются прочными металлическими кожухами, имеющими съемные части для удобного доступа к машине при осмотре и профилактике. Выступающие детали вращающихся частей, а также шпонки валов должны закрываться колпаками по всей окружности вращения. Снимать ограждения или открывать их дверцы разрешается только после полной остановки механизма.

### **Лабораторный и камеральный этапы**

Лабораторные и камеральные работы внутри помещения связаны с такими опасными факторами, как поражение электрическим током и возникновения пожара.

### **Электрический ток**

Одним из наиболее опасных факторов является действие электрического тока. Электрические установки, компьютеры, с которыми приходится работать практически всем, представляют для человека большую потенциальную опасность, которая усугубляется тем, что органы чувств человека не могут на расстоянии обнаружить наличия электрического напряжения на оборудовании. В зависимости от условий, повышающих или понижающих опасность поражения электрическим током, помещения относятся к 3 категории -

помещения без повышенной опасности характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую, опасность. К ним относятся жилые помещения, лаборатории, конструкторские бюро, заводоуправление, конторские помещения и другие (Правила устройства электроустановок, 1999, извлечение).

Электропроводка в помещениях проведения анализов должна отвечать требованиям, предъявляемым к электропроводке для помещений без повышенной опасности - сухие, с изолирующими полами. Для обеспечения недоступности токоведущих частей оборудования и электрических сетей применяют сплошные ограждения (кожухи, крышки, шкафы, закрытые панели и т.п.)

Для обеспечения электробезопасности должны быть предусмотрены меры заземления корпусов всех установок через нулевой провод, покрытие металлических поверхностей инструментов надежной изоляцией, недоступность токоведущих частей аппаратуры.

Обслуживание электроустановок должно производиться с применением изолирующих средств защиты - диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, инструмент с изолированными ручками и электроизмерительные приборы, которые подлежат периодическому испытанию и внешнему осмотру перед применением.

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала; аттестация оборудования; применение защитных мониторов; оказание первой медицинской помощи ГОСТ 12.1.038-82[9]., ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [10].

### **Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению** (производственная санитария)

Отклонение показателей микроклимата в помещении

При проведении работ в помещении важным вредным фактором является отклонение показателей микроклимата от норм. Микроклимат производственных помещений – это климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями

температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей. Длительное воздействие на человека неблагоприятных метеорологических условий резко ухудшает самочувствие, снижает производительность труда и приводит к заболеваниям.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [18], в производственном помещении на постоянных рабочих местах параметры микроклимата должны допустимым показателям микроклимата на рабочих местах (таблица 19).

Таблица 19 – Допустимые показатели микроклимата на рабочих местах производственного помещения

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t°опт	Диапазон выше оптимальных величин t°опт			Если t° < t°опт	Если t° > t°опт
Холодный	IIa	17,0-18,9	21,1-23,0	16,0-24,0	15-75	0,1	0,3
Теплый	IIa	18,0-19,9	22,1-27,0	17,0-28,0	15-75	0,1	0,4

К категории II a относятся работы с интенсивностью энергозатрат 151-200 ккал/ч, связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения.

Вычислительная техника является источником существующих тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Объем помещений, в которых работники вычислительных центров, не должны быть меньше 19,5 м<sup>3</sup>/чел с учетом максимального числа одновременно работающих в смену. Нормы подачи свежего воздуха в помещение, где установлены компьютеры, приведены в таблице 4.

Вредные факторы - негативные факторы, воздействие которых на человека приводит к снижению работоспособности, ухудшению самочувствия или заболеванию ГОСТ 12.0.003-74 [7].

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

Для обеспечения нормального микроклимата в рабочей зоне предусматривается комплекс мероприятий, основными из которых являются отопление в холодное время года и вентиляция.

Вентиляцией называется комплекс взаимосвязанных устройств и процессов для создания требуемого воздухообмена в производственных помещениях, основное назначение вентиляции - удаление из рабочей зоны загрязненного или перегретого воздуха и подача чистого воздуха, в результате чего в рабочей зоне создаются необходимые благоприятные условия воздушной среды. Особенно важна вентиляция при проведении лабораторных работ, при работе с химическими соединениями.

Применение вентиляции должно быть обособлено расчетами, при которых учитываются температура, влажность воздуха, выделение вредных веществ, избыточное тепловыведение. Если в помещении нет вредных выделений, то вентиляция, согласно ГОСТ 12.1.005-88 должна обеспечивать воздухообмен не менее 30 м<sup>3</sup> /час на каждого работающего [12]. При выделении вредных веществ в воздух рабочей зоны необходимый воздухообмен определяют исходя из условий их разбавления до ПДК, а при наличии тепловых избытков - из условий поддержания допустимой температуры в рабочей зоне.

## Недостаточная освещенность рабочей зоны

Одним из требований к рабочему месту оператора является необходимый уровень освещенности.

Для создания благоприятных условий труда важное значение имеет рациональное освещение производственных помещений и рабочих мест. Правильно спроектированное и выполненное производственное освещение улучшает условия работы, снижает утомляемость, способствует повышению производительности труда и качества продукции, благоприятно влияет на производственную среду, повышает безопасность труда, снижает уровень травматизма.

Освещение производственного помещения осуществляется естественным и искусственным путем, которые должны обеспечиваться коэффициентом естественного освещения (КЕО) не менее 1,5% СанПиН 2-2.1/2.1.1.1278-03. Существуют нормы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [13], регламентирующие естественное и искусственное освещение, зависящее от характера зрительной работы (таблица 20).

Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/м<sup>2</sup>

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ 60-2.

Таблица 20 – Нормы освещенности рабочих поверхностей

Наименование помещений	Характеристика зрительной работы	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Рабочий кабинет «камеральная комната»	Средняя точность	Свыше 0,5 до 1	1,5	300-500	Лампа дневного света

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

## Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Выполнение производственных работ сопровождается выделением в воздушную среду вредных веществ, которые могут вызвать профессиональные заболевания или отклонения в состоянии здоровья человека.

Для обеспечения поддержания в воздухе безопасной концентрации вредных веществ, здания и помещения лабораторий должны быть устроены и оборудованы в соответствии с требованиями Санитарных норм проектирования промышленных предприятий. Все вредные вещества по степени воздействия на организм человека подразделяются на следующие классы:

1. чрезвычайно опасные (ПДК менее  $1,0 \text{ мг/м}^3$ );
2. высокоопасные (ПДК от  $0,1$  до  $1 \text{ мг/м}^3$ );
3. умеренно опасные (ПДК от  $1$  до  $10 \text{ мг/м}^3$ );
4. малоопасные (ПДК более  $10 \text{ мг/м}^3$ );

Химические анализы проб будут проводиться в химико-аналитической лаборатории. Для предупреждения несчастных случаев и профессиональных заболеваний на данном виде работ следует выполнять общие меры безопасности для всех видов лабораторий.

Для предупреждения химических ожогов необходимо соблюдать правила безопасности при розливе и переноске реактивов. Термические ожоги, как правило, - следствие пожаров, а также нарушений правил безопасности использования самовоспламеняющихся веществ.

Опасность устанавливается в зависимости от величины ПДК, средней смертельной дозы и зоны острого или хронического действия. Если в воздухе содержится вредное вещество, то его концентрация не должна превышать величины ПДК. Предельно допустимые концентрации допустимых веществ представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ (ГОСТ 12.1.005-88)[12]

Название вещества	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Агрегатное состояние
Хлор	1,0	2	газ
Серная кислота	1,0	2	пары
Хлорид водорода	5,0	2	газ
Диоксид азота	2,0	3	газ
Оксид углерода	20	4	газ

Все операции, связанные с применением, выделением или образованием ядовитых, огне- или взрывоопасных веществ, необходимо проводить только в вытяжном шкафу под тягой на удалении от других работ, при работающей вентиляции, с обязательным соблюдением всех мер предосторожности.

Спецодежда служит для защиты работающих от неблагоприятных воздействий производственной среды (механических, химических термических) и природных факторов. Она не должна нарушать нормальной терморегуляции организма человека, обладать необходимой воздухо- и паропроницаемостью, не мешать выполнению трудовых операций, иметь приятный внешний вид. Ткани спецодежды должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ, быть достаточно прочными, носкими, мягкими, легкими и не вызывать раздражения кожи [14].

Специальная обувь предназначена для защиты ног от намокания, проколов. Спецобувь изготавливается в виде сапог, полусапог, ботинок из кожи, резины. Спецобувь для различных условий устанавливается ГОСТ 12.4.103-83[14], ГОСТ 12.4.127-83 [15].

Рукавицы используются для защиты кистей рук от механических повреждений, охлаждения, влаги, кислот, щелочей и ожогов.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через

открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 запыленность в зале не должна превышать  $0,5 \text{ мг/м}^3$ . Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки [12].

Действие пыли на организм зависит в основном от химического состава пыли, от степени запыленности воздуха, от размеров и формы пылевых частиц

Степень запыленности воздуха выражают в миллиграммах пыли на 1 м<sup>3</sup> воздуха. В чистом воздухе содержится меньше 1 мг пыли в 1 м<sup>3</sup>. При большой запыленности содержание пыли в воздухе достигает сотен и даже тысяч миллиграммов в 1 м<sup>3</sup>. Естественно, что с увеличением запыленности действие пыли на организм усиливается

Размер пылинок влияет на продолжительность пребывания их во взвешенном состоянии в воздухе и на глубину проникновения в дыхательные пути. В зависимости от размеров пылевые частицы подразделяются на видимые ( $>10 \text{ мкм}$ ), микроскопические ( $0,25-10 \text{ мкм}$ ) и ультрамикроскопические ( $<0,25 \text{ мкм}$ ) и аэрозоли.

Крупные пылинки, имеющие в поперечнике больше 10 мкм, быстро, в течение нескольких минут, выпадают из воздуха. Они задерживаются в верхних отделах дыхательных путей и оказывают вредное воздействие на них. Обволакиваясь слизью, задержавшиеся пылинки удаляются из верхних дыхательных путей при чихании и кашле. Часть слизи заглатывается, и, если пыль ядовитая, она может проявить свои токсические свойства, всосавшись через слизистую оболочку пищеварительного тракта. Альвеол легких крупные пылинки почти не достигают. Пылинки размером менее 10 мкм могут часами находиться в воздухе, не выпадая. Считают, что наибольшая роль в возникновении пневмокониозов принадлежит пылинкам размером ниже 5 мкм, т. к. они способны проникнуть в альвеолы легких. При дыхании через рот или при глубоком дыхании во время выполнения тяжелой физической работы в легкие проникает больше пыли.

Крупные твердые пылевые частицы, имеющие в поперечнике более 10 мкм, при наличии острых граней или зазубренных краев (стекло, кварц, железные опилки) могут сильнее травмировать слизистую оболочку дыхательных путей и глаз, чем мягкие пылинки с гладкими, тупыми краями (мел, уголь). Форма более мелких частиц не имеет значения.

Химический состав производственной пыли очень разнообразен и во многих случаях именно он определяет характер вредного воздействия пыли.

При длительном воздействии индифферентной пыли на слизистые оболочки дыхательных путей развиваются такие заболевания, как ринит, трахеит и бронхит, которые в дальнейшем могут переходить в хронические формы, связанные с нарушением основной функции легких – газообмен и кровообращение. Например, при хроническом бронхите появляется одышка, недостаточность сердечной деятельности, понижается работоспособность. Фтористая, хромовая, известковая и некоторые другие виды пыли, обладающие раздражающим действием, могут вызывать изъязвления слизистой оболочки носа, носовые кровотечения и боли в носу. При наличии в пылевых частицах радиоактивных веществ к перечисленным выше поражающим факторам добавляется фактор воздействия на организм человека радиоактивных излучений. Кроме вредного влияния на здоровье человека, пыль ускоряет износ трущихся частей оборудования; мелкая токопроводящая пыль, оседая в труднодоступных местах электрооборудования, может нарушить электрическую изоляцию и приводить к короткому замыканию.

### **Расчет потребного воздухообмена**

Воздухообмен в производственных помещениях необходим для очистки воздуха от вредностей: для удаления вредных веществ (выделяющихся вредных газов, паров и пыли); для удаления излишних водяных паров; для удаления избыточного тепла

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемая людьми углекислота ( $\text{CO}_2$ ). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислоты выделяемой

человеком и по допустимой концентрации её. Количество углекислоты в зависимости от возраста человека и выполняемой работы.

Содержание углекислоты в атмосферном воздухе можно определить по химическому составу воздуха. Однако, учитывая повышенное содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов, следует принимать при расчёте содержания  $\text{CO}_2$  следующие значения: для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) –  $0,5 \text{ л/м}^3$ .

### **Превышение уровня электромагнитных излучений**

При работе с компьютером человек подвергается воздействию ряда вредных производственных факторов: электромагнитных полей, красного и ионизирующего излучений, статического электричества и др. Они не только снижают трудоспособность, но и подрывают здоровье людей. На пользователей ПЭВМ и ВДТ постоянно действуют опасные и вредные производственные факторы ГОСТ 12 0 003 74 повышенная ионизация воздуха, повышенный уровень статического электричества, электрических излучений, повышенная напряженность электрического поля, повышенный уровень ультрафиолетовой и инфракрасной радиации [7].

Ионизирующее излучение вызывает в организме цепочку обратимых и необратимых изменений. В результате чего нарушаются процессы, замедляется и прекращается рост тканей, возникают новые химические соединения, не свойственные организму. Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: лучевая болезнь и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни.

Система стандартов по технике безопасности (ГОСТ 12.1.006-84) предусматривает для защиты персонала от повышенного уровня электромагнитного излучения следующие способы и средства [16];

- уменьшение напряженности и плотности потока энергии электрического поля посредством использования согласованных нагрузок и поглотителей мощности;
- удаление рабочего места от источника излучения;

Площадь на одно рабочее место с ПЭВМ должна составлять не менее 6м<sup>2</sup>, а объем – не менее 24 м<sup>3</sup>. Экран монитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-800 мм

Ионизация воздуха в рабочем помещении регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [20], согласно которому доза рентгеновского излучения на расстоянии 0,05 м от экрана ПЭВМ не должна превышать 0,1 мбэр/час.

Допустимые значения параметров неионизированного электромагнитного излучения представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Допустимые значения параметров неионизированного электромагнитного излучения

Наименование параметра	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см. от монитора	10 В/м
Напряженность электростатического поля	Не более 20 кВ/м
Плотность магнитного потока в диапазоне частот: 5 Гц-2 кГц; 2-400 кГц	Не более 250нТл Н более 25 нТл

## 5.2 Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды биосферы, охватывающая верхние разрезы гидрогеосферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеводородами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

Инженерно-геологические работы, как и прочие производственные виды деятельности человека, наносят вред геологической среде (таблица 23).

Таблица 23 – Вредные воздействия на геологическую среду и природоохранные мероприятия при инженерно-геологических работах

Природные ресурсы, компоненты геологической среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Почва	Уничтожение и повреждение почвенного слоя	Рекультивация земель
	Загрязнение горючесмазочными материалами	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники, захоронение остатков
	Загрязнение производственными отходами	Вывоз и захоронение отходов (свалки, отвалы)
Грунты	Нарушение состояния геологической среды	Ликвидационный тампонаж скважин, геомониторинг
	Нарушение физико-механических свойств пород	Мероприятия по укреплению грунтов(цементация, битуминизация, силикатизация и др)
Подземные воды	Загрязнение производственными сточными водами и мусором, нефтепродуктами, буровым раствором	Сооружение водоотводов, складирование или вывоз мусора, обезвреживание сточных вод

При производстве работ выполняются все положения по охране недр, окружающей среды и правила пожарной безопасности.

При проведении инженерно-геологических и топогеодезических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- не допускается распугивание животных, рыб и других представителей животного мира;
- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу;
- оставшиеся после рубки пеньки не должны быть выше 10 см;
- не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест;
- не допускается загрязнение водоёмов и участка проведения работ;

- для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности.

Кроме того, при изысканиях необходимо выявлять наличие загрязняющих веществ в геологической среде, опасных для здоровья населения, и осуществлять разработку предложений по утилизации и нейтрализации этих веществ, проводить обследование состояния верхнего слоя грунтов и приводить рекомендации по замене грунтов на отдельных участках территории.

Даже несущественный ущерб, нанесенный окружающей среде, может привести к значительным трудно предсказуемым последствиям в будущем.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут привлечь или повлекли за собой жертвы, ущерб здоровью или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В основу классификации, утвержденной Правительством РФ, чрезвычайные ситуации классифицируются в зависимости от количества пострадавших людей, или людей у которых нарушены условия жизнедеятельности, размера материального ущерба, а также границ распространения поражающих факторов. Это локальные, местные, территориальные, региональные и федеральные чрезвычайные ситуации.

Пожар – неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб.

При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов;
- открытый огонь и искры;
- токсичные продукты сгорания;
- дым;
- пониженное содержание кислорода в воздухе;
- взрывы и др.

Причинами возникновения пожаров являются:

- неисправность и неправильная эксплуатация электрооборудования;
- неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей;
- разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов;
- недостатки в строительных конструкциях, сооружениях.

Территория организации постоянно должна содержаться в чистоте и систематически очищаться от отходов производства. Запрещается загромождать предметами и оборудованием проходы, коридоры, выходы и лестницы. Все двери эвакуационных выходов должны свободно открываться в направлении выходов из здания. На видном месте у огнеопасных объектов должны быть вывешены плакаты предупреждения: "Огнеопасно, не курить!".

Помещение лаборатории относится к категории Г по пожароопасности, которое определяется на основе характеристики веществ и материалов, находящихся в помещении (согласно техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ), т.к. горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28°С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады.

В качестве огнегасительных веществ для тушения пожаров применяются:

- порошковые составы (флюсы), песок для тушения нефти, металлов и их сплавов;
- углекислота твердая (в виде снега) – для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением.

На случай возникновения пожара должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации находящихся людей в производственном помещении через эвакуационные выходы. Эвакуация проводится согласно плану эвакуации, который расположен непосредственно на щите.

Для избежания пожаров и взрывов необходимо соблюдать нормы и правила пожарной и взрывной ГОСТ 12.1.004-91 ,СНиП 21-01-97 [17].

## **Заключение**

Снежное нефтяное месторождение имеет сложное геологическое строение, на поисково-разведочном этапе является недостаточно изученным и неподготовленным для промышленного освоения.

Объектом исследования в выпускной квалификационной работе явились верхнеюрские продуктивные отложения Снежного нефтяного месторождения. Сложность исследований обусловлена тем, что район исследований приурочен к зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Деление на верхневасюганскую и нижневасюганскую подсвиты невозможно, так как для переходной зоны характерно отсутствие чистой глинистой нижневасюганской подсвиты. В разрезах всех изученных скважин установлены породы как явно морского генезиса, так и породы с признаками континентального происхождения. Деление разреза на надугольную и подугольную пачки также весьма условно.

Такое сложное строение свидетельствует о полифациальности условий осадконакопления – от прибрежно-морских (в незначительном объеме), до прибрежно-континентальных и континентальных.

Детальный анализ материалов геофизических исследований скважин и кернового материала позволил установить, что на юго-восточном (скв. 132) и северо-восточном (скв. 134) склонах структуры формирование продуктивных отложений осуществлялось преимущественно в прибрежно-морских условиях. Центральная часть структуры (скв. 131, 135, 133), наиболее приподнятая, приурочена к прибрежно-континентальным зонам осадконакопления.

Коллекторами являются, как правило, песчаники в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелко- и среднезернистые, средне сцементированные, с различной степенью глинизации.

## Список использованной литературы

1. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие/ А.В. Ежова. – 2-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 117 с.
2. Ежова А.В. Литология: учебник / А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.
3. Ежова А.В. Тен Т.Г. Литолого-фациальный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие/ Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015г. - 111с.
4. Иванова М.М., Чоловский И.П., Гутман И.С., Вагин С.Б., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. – М.: Нефть и газ, 2002. – 455 с.
5. Татьяна Г.М. Стратиграфия васюганской свиты (Каймысовский свод). В кн.: Молодые ученые и специалисты в развитии производительных сил Томской области. Тез.док. регион, конф. Т. 1980. -с. 180-182.
6. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Сурков В.С. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - Москва, 1975г
7. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - 3 с.
8. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12 1 038-82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно-допустимые Уровни напряжений прикосновения и токов.
10. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
11. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.-13 с.
12. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).

13. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий
- ГОСТ 12.4.103-83 ССБТ. Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук. Классификация.
15. ГОСТ 12.4.127-83. ССБТ. Обувь специальная. Номенклатура показателей качества (взамен ГОСТ 12.4.018-76, ГОСТ 12.4.071-79).
16. ГОСТ 12.1.006-84. Электромагнитное поле радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля, 1984.
17. СНиП 21-01-97\* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2).
18. Допустимые показатели микроклимата на рабочих местах производственного помещения (СанПиН 2.2.4.548-96)
19. Гигиенические нормы уровней виброскоростей (ГОСТ 12.0.012-90)
20. Допустимые значения параметров неионизированного электромагнитного излучения (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)
21. СНиП 21-01-97\* Пожарная безопасность зданий и сооружений (с Изменениями N 1, 2)

#### **Фондовые материалы**

22. Интерпретация 3Д сейсмических данных на Снежном месторождении, ООО «Норд Империял», Томск, 2010 г.
23. Оперативный подсчет запасов углеводородов по Снежному месторождению Томской области, ООО «Норд Империял», Томск, 2007 г.
24. Отчет о проведении площадных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д сеймопартией 17/05-06 на лицензионном участке №77, ООО «Норд Империял», Томск, 2007 г.
25. Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН продуктивных пластов Снежного месторождения, ООО «Норд Империял», Томск, 2011 г.
26. Крылов О.В. Технологическая схема разработки Снежного месторождения Томской области. Томск: ООО «Норд Империял», 2009

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

## Описание керна по скважине № 131 Снежного месторождения

Интервал: 2417.6-2422.6 м	Аргиллит серый, тонкослюдистый, массивный, участками
Проходка: 5,0 м	косослоистый за счет разницы в гранулометрическом
Вынос керна: 1.2 м —24%	составе, неравномерно алевритистый, по плоскостям
	наслоения со скоплениями обуглившейся растительности,
	с многочисленными гнездообразованиями пирита. По
	всему слою аргиллит имеет слабый запах конденсата.
Интервал: 2422.6-2426.6 м	0.34 м (слой 1) - Алеврит серый, тонкослюдистый за
Проходка: 4.0 м	счет тонкого переслаивания темно-серого глинистого и
Вынос керна: 2.0 м —50%	светло-серого алевритового материала, слюдистый, по
	плоскостям наложения со скоплениями обуглившегося
	растительного детрита, биотита. Контакт с нижележащим
	песчаником резкий ровный.
	0.26 м (слой 2) - Песчаник светло-серый полимиктовый,
	массивный, плотный, в середине слоя глинистый, в конце
	слоя 0.09 – известковистый и 0.12 – песчаник с резким
	запахом конденсата.
	0.58 м (слой 3) - Алеврит аналогичный слою № 1, с
	редкими крупными гнездообразными скоплениями
	пирита.
	0.54 м (слой 4) - Песчаник светло-серый полимиктовый,
	массивный, плотный известковый, крепкий.
	0.28 м (слой 5) - Песчаник светло-серый, полимиктовый
	мелкозернистый, глинистый, средней крепости, по
	плоскостям наложения со скоплениями обуглившегося
	растительного детрита и биотита. Песчаник с резким
	запахом конденсата.
Интервал: 2426.6-2429.6 м	Песчаник с резким запахом конденсата, аналогичный
Проходка: 3.0 м	вышеописанному.
Вынос керна: 0.15 м – 5%	
Интервал: 2429.6-2432.6 м	0.65 м (слой 1) – Аргиллит темно-серый, тонкослюдистый,
Проходка: 3.0 м	горизонтальноволнисто- и косослоистый за счет разницы
Вынос керна: 1.78 м-59.3%	в гранулометрическом составе с обильным включением
	обуглившегося растительного детрита, неравномерно

алевритистый, с маломощными прослоями углистого аргиллита, более алевритистые прослои имеют слабый запах конденсата. По всему слою отмечается мелкая вкрапленность пирита.

1.13м (слой 2) – Алевролит светло-серый, тонко слюдистый, массивный и неясно горизонтально слоистый за счет разницы в гранулометрическом составе, неравномерно глинистый, участками переходящий в аргиллит, с редкими включениями обуглившейся растительности, с гнездообразными скоплениями пирита.

Интервал: 2432.6 – 2438.6м

Проходка: 6.0 м

Вынос керна: 3.7 м – 61.7%

Интервал: 2438.6 – 2443.6м

Проходка: 5.0 м

Вынос керна: 4.95 м – 99%

Аргиллит серый, тонко слюдистый, неравномерно алевритистый, участками переходящий в алевролит.

0,5м (слой 1) – Песчаник серый, полимиктовый, массивный, мелко и среднезернистый, глинистый, средней крепости. По всему слою песчаник имеет резкий запах конденсата.

1.5м (слой 2) – Алевролит серый, темно-серый за счет обильного включения обуглившегося растительного детрита, тонкослоистый за счет разницы в гранулометрическом составе, с редкими остатками обуглившейся растительности.

0.8м (слой 3) – Песчаник светло-серый, полимиктовый, мелкозернистый, плохо отсортированный, массивный по плоскостям наложения со скоплениями биотита. По всему слою песчаник имеет резкий запах конденсата.

0.3м (слой 4) – Алевролит, аналогичный слою № 2.

1.85м (слой 5) – Песчаник светло-серый, слюдистый, полимиктовый, массивный, известковистый и участками глинистый, крепкий и средней крепости, с неравномерным запахом конденсата (известковистый песчаник со слабым запахом конденсата, глинистый с резким запахом)

<p>Интервал: 2443.6-2448.6м</p> <p>Проходка: 5.0 м</p> <p>Вынос керна: 0.3 м - 6%</p>	<p>Аргиллит серый, тонко слюдистый, алевритистый и волнисто и прерывисто слоистый за счет разницы в гранулометрическом составе, по плоскостям наложения со скоплениями обуглившейся растительности и обуглившегося растительного детрита, в конце слоя 0.03 м песчаник светло-серый мелкозернистый, глинистый средней крепости.</p>
<p>Интервал: 2448.6-2454.4м</p> <p>Проходка: 5.8 м</p> <p>Вынос керна: 4.94м-85.2%</p>	<p>1.68м (слой 1) – Грубое переслаивание алевролита и аргиллита.</p> <p>Алевролит светло-серый, слюдистый, глинистый, средней крепости.</p> <p>Аргиллит темно-серый, неравномерно алевритистый, с многочисленными линзочками и тонкими прослоями светло-серого песчаного материала, с редкими включениями обуглившегося растительного детрита.</p> <p>3.26м (слой 2) – Неравномерное грубое переслаивание алевролита и аргиллита.</p> <p>Алевролит серый, тонкослюдистый, массивный, глинистый, средней крепости, <u>с запахом конденсата</u>.</p> <p>Общая мощность прослоев алевролита составляет 1.85 м.</p> <p>Аргиллит серый, тонкослюдистый, алевритистый и слабо алевритистый, с многочисленными линзочками, тонкими прослоями и гнездообразными скоплениями светло-серого песчаного материала, по плоскостям наложения с обильным скоплением обуглившегося растительного детрита.</p>
<p>Интервал: 2454.4-2459.4м</p> <p>Проходка: 5.0 м</p> <p>Вынос керна: 3.17м-63.4%</p>	<p>Алевролит серого цвета, тонко слюдистый, глинистый, участками переходящий в аргиллит. Участками алевролит более песчанистый и имеет слабый запах конденсата, общая мощность таких прослоев составляет 0.45м. По всему слою по плоскостям наложения отмечаются скопления обуглившейся растительности, и в середине слоя единичные остатки обуглившейся растительности вертикального захоронения.</p>

## Описание керна

### по скважине № 132 Снежного месторождения

Интервал: 2402.0-2404.0м	Аргиллит буровато-серый, слабо алевритистый, известковистый, неслоистый, очень крепкий. Отмечаются редкие гнездо видные включения мелкокристаллического пирита, отпечатки крючочков иглокожих.
Проходка: 2.0 м	
Вынос керна: 0.5 м -25%	
Интервал:2404.0– 2410.0м	1.5м (слой 1) – Аргиллит темно-серый до черного, слабо алевритистый, крепкий, неслоистый, участками известковистый, слюдистый, с мелкими гнездовидными агрегатами тонкокристаллического пирита, часто встречается пирит в тонкокристаллических нитевидных ветвящихся агрегатах, возникших за счет замещения растительных остатков горизонтального захоронения.
Проходка: 6.0 м	
Вынос керна: 1.9 м-31.7%	
Интервал: 2410.0-2412.7м	0.4м (слой 2) – Аргиллит серый, участками сильно алевритистый, чаще однородный, неслоистый и неясно-слоистый крепкий, с рассеянными и в мелких гнездовидных агрегатах кристаллическим пиритом.
Проходка: 2.7 м	
Вынос керна: 2.7 м-100%	
Интервал:2412.7 –2417.2м	Аргиллит серый, алевритистый, в сильноалевритистых разностях светло-серый, с тонкой косою и пологоволнистой, редко прерывистой слоистостью, в отдельных участках с горизонтально захороненными растительными остатками. В конце слоя с мелкими радиально-лучистыми агрегатами пирита и редкими тонкими вертикальными трещинами, выполненными темным материалом.
Проходка: 4.5 м	
Вынос керна: 2.5 м-65.6%	
Интервал:2417.2 –2422.2м	Аргиллит серый, до бурого, алевритистый, с тонкой косою, волнистой и неясной слоистостью, крепкий, повсеместно с мелкими радиально-лучистыми агрегатами пирита, иногда с гнездовидными скоплениями этих агрегатов, прослоями с обильными обуглившимися растительными остатками. Иногда переходит в углистый аргиллит, бурый, тонкоплитчатый.
Проходка: 5 м	
Вынос керна: 3 м – 60%	
	Аргиллит, аналогичный вышеописаному. В середине и в конце керна прослой по 0.1м песчаника светло-серого,

<p>Интервал: 2422.2-2427.2м          Проходка: 5 м          Вынос керна: 1.7 м – 34%</p>	<p>мелкозернистого крепкого, слюдистого известковистого, неслоистого.          0.4м (слой 1) - Песчаник светло-серый, мелкозернистый, слюдистый, известковистый, очень крепкий, участками с тонкой прерывистой слоистостью за счет намыва тонкого углистого детрита, участками с мелкими гнездовидными агрегатами кристаллического пирита.          1.3м (слой 2) – Аргиллит серый и темно-серый, с тонкой косой и полого волнистой слоистостью, иногда неслоистый, в отдельных участках алевритистый, повсеместно с включением агрегатов мелкокристаллического пирита.</p>
<p>Интервал: 2427.2 – 2431.3м          Проходка: 4.1 м          Вынос керна: 1.2 м – 31.7%</p>	<p>0.7м (слой 1) – Аргиллит черный, плитчатый, с тонкой косой слоистостью за счет намыва светлого алевритоглинистого материала, иногда неслоистый, повсеместно с мелкими, часто радиально-лучистыми агрегатами мелкокристаллического пирита, с отпечатками обуглившейся листовой флоры.          0.6м (слой 2) – Аргиллит серый до темно-серого, местами сильно алевритистый, с тонкой косой и волнистой слоистостью, иногда со следами микро-оползней, с отпечатками обуглившейся листовой и хвойной флоры.</p>
<p>Интервал: 2431.3 – 2436.3м          Проходка: 5 м          Вынос керна: 2.2 м – 44%</p>	<p>0.6м (слой 1) - Песчаник светло-серый мелко средне зернистый, полимиктовый, средне сцементированный глинистым цементом, слюдистый, с запахом конденсата.          0.06м (слой 2) – Аргиллит темно-серый, алевритистый, с тонкой пологоволнистой слоистостью.          0.44м (слой 3) – Песчаник, аналогичный слою 1, с запахом нефти.          0.2м (слой 4) – Песчаник серый мелкозернистый, глинистый, прерывисто-слоистый, очень крепкий, с включениями гнездовидных агрегатов кристаллического пирита.          0.1м (слой 5) – Аргиллит темно-серый, алевритистый, с косой и неправильной слоистостью.</p>

	0.2м (слой 6) – Песчаник, аналогичный слою 1, с запахом нефти.
	0.6м (слой 7) – Аргиллит темно-серый, алевритистый, крепкий, в конце слоя тонкослоистый за счет намывов светлого песчано-алевритового материала, повсеместно с обуглившимися растительными остатками горизонтального захоронения.
Интервал: 2436.3 – 2441.3м	1.5м (слой 1) – Песчаник светло-серый, средне мелкозернистый, кварц полевошпатовый, средне сцементированный глинистым цементом, слюдистый, с запахом нефти, в середине керна с прослоем 0.05м сидеритизированного аргиллита с растительными остатками.
Проходка: 5 м	
Вынос керна: 3.1 м – 62%	1.6м (слой 2) – Неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые до темно-серых, алевритистые, с тонкой косою и полого волнистой слоистостью, а иногда с ходами илоядных, заполненных песчано-алевритистым материалом. В верхней части слоя прослой 2см бурого угля. Алевролиты и песчаники серые и светло-серые, глинистые, редко известковистые, крепкие, с тонкой косою, полого волнистой слоистостью, иногда неслоистый, с растительными остатками горизонтального, редко вертикального захоронения и растительным детритом.
Интервал: 2441.3 – 2445.0м	Керн, аналогичный слою 2 предыдущего керна.
Проходка: 3.7 м	
Вынос керна: 3.7 м – 100%	
Интервал: 2445.0 – 2445.8м	2.7м (слой 1) – Керн, аналогичный описанному в сл. 2 инт. 2436.3 – 2441.3м, в 0.15м от начала керна прослой аргиллита с запахом нефти.
Проходка: 5.8 м	
Вынос керна: 4.55м-78.4%	1.6м (слой 2) – Песчаник светло-серый, мелкозернистый, иногда прерывисто-слоистый за счет намыва растительного детрита, слюдистый, крепко сцементированный глинистым материалом, в 0.3м от начала слоя обнаружен отпечаток

<p>Интервал: 2450.8 – 2454.8 м          Проходка: 4 м          Вынос керна: 2.6 м – 65%</p>	<p>двух створок раковины пелециподы.          0.25 м (слой 3) – Аргиллит серый до темно-серого, алевритистый, с тонкой горизонтальной и полого волнистой слоистостью.          0.8 м (слой 1) – Алевролит серый, глинистый, с тонкой горизонтальной слоистостью за счет намыва темного глинисто-слюдистого материала, в середине слоя прослой 0.15 м светло-серого мелкозернистого песчаника с запахом нефти.</p>
<p>Интервал: 2454.8 – 2457.6 м          Проходка: 2.8 м          Вынос керна: 1.2 м – 42.9%</p>	<p>1.8 м (слой 2) – Аргиллит серый до бурого, участками с прерывистой слоистостью, повсеместно с обильными растительными остатками, в средней части слоя переходит в углистый аргиллит бурый, с плитчатой отдельностью.          0.65 м (слой 1) – Алевролит серый до темно-серого, глинистый, слюдястый, тонкослоистый, с растительным детритом.          0.35 м (слой 2) – Песчаник светло-серый, мелкозернистый, кварц полевошпатовый, крепко сцементированный глинистым цементом, участками с запахом нефти.</p>
<p>Интервал: 2457.6 – 2462.6 м          Проходка: 5 м          Вынос керна: 3.35 м – 67%</p>	<p>0.2 (слой 3) – Аргиллит серый до темно-серого, алевритистый, слюдястый, с рассеянным мелкокристаллическим пиритом и обуглившимися растительными остатками горизонтального захоронения.          Неравномерное переслаивание аргиллита и алевролита. Аргиллит серый до темно-серого, алевритистый, участками сидеритизированный, с тонкой горизонтальной пологоволнистой слоистостью, и обильными растительными остатками.</p>
<p>Интервал: 2462.6 – 2467.6 м          Проходка: 5 м          Вынос керна: 0.85 м – 17%</p>	<p>Алевролит серый, глинистый, крепкий, крепкий, слюдястый, с косо-прерывистой слоистостью.          Аргиллит темно-серый до черного, крепкий, участками алевритистый, в нижней части керна полого-волнисто-слоистый за счет намыва светлого песчано-алевритового материала, обычно неслоистый, с обильными</p>

<p>Интервал: 2467.6 – 2472.8 м          Проходка: 5.2 м          Вынос кернa: 4.7 м – 90.4%</p>	<p>растительными остатками горизонтального захоронения.</p> <p>0.4 м (слой 1) – Аргиллит, аналогичный вышеописанному.</p> <p>0.8 м (слой 2) – Песчаник светло-серый, мелкозернистый, полимиктовый, слабослюдистый, крепко-цементированный глинистым цементом, в верхней части слоя со слабым запахом нефти.</p> <p>3.5 м (слой 3) – Аргиллит серый до темно-серого и черного, в верхней части сильно алевритистый, косо- и волнисто-слоистый за счет намыва светлого песчано-алевритового материала, в нижней части слоя неслоистый или неясно-слоистый, повсеместно с обильными растительными остатками, участками сидеритизирован.</p>
<p>Интервал: 2472.8 – 2477.8 м          Проходка: 5 м          Вынос кернa: 5 м – 100%</p>	<p>Аргиллит темно-серый до черного, слабо алевритистый, с обильными растительными остатками, участками переходит в углистый аргиллит.</p> <p>Книзу аргиллит постепенно опесчанивается и к концу кернa переходит в алевролит серый и светло-серый, глинистый слюдистый, с тонкой косой, линзовидной и волнистой слоистостью за счет темного глинистого материала, с обильным углистым детритом. В керне встречается растительный материал вертикального захоронения.</p>
<p>Интервал: 2477.8 – 2482.9 м          Проходка: 5.1 м          Вынос кернa: 5.1 м – 100%</p>	<p>0.3 м (слой 1) – Алевролит серый до светло-серого, глинистый, крепкий, с прерывистой и неправильной слоистостью, с растительным детритом.</p> <p>1.25 м (слой 2) – Песчаник серый и светло-серый, мелкозернистый, редко до средне зернистого, среднецементированный глинистым цементом, иногда тонко-косослоистый за счет намывов глинистого материала и растительного детрита, в середине слоя с плоскими и неправильной формы гальками глинистого состава.</p> <p>1.3 м (слой 3) – Аргиллит серый до буровато-серого, крепкий, участками сильно сидеритизированный до перехода в глинистый сидерит, линзовидно-слоистый за счет присыпок светлого песчано-алевритового материала, с</p>

обильными растительными остатками.

1.0м (слой 4) – Углистый аргиллит темно-бурый до черного, часто переходит в бурый уголь, для породы характерна плитчатая отдельность и пиритизация в форме гнездо видных агрегатов.

1.25м (слой 5) – Аргиллит, аналогичный слою 3, в конце слоя опесчанивается и переходит в алевролит серый, глинистый, с тонкой косой и полого-волнистой слоистостью.

### Описание керна

#### по скважине № 133 Снежного месторождения

Интервал:2406.3 –2413.4м	0.3м – угли черные
Проходка: 7.1 м	6.0м – аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие, слоистые
Вынос керна: 6.3 м-88.7%	за счет тонких прослоев песчаников, с включениями гнезд пирита
Интервал:2413.4 –2419.3м	0.7м – аргиллиты серые, плотные, крепкие с включениями пирита
Проходка: 5.9 м	0.5м – песчаники серые, мелкозернистые, крепко сцементированные, массивные
Вынос керна:4.4 м-75.4%	1.8м – аргиллиты серые, слоистые за счет прослоев песчаников светло-серых
	0.2м – песчаники темно-серые, мелко-среднезернистые, слоистые за счет тонких прослоев углистого материала, пиритизированные
	0.1м – уголь черный
	1.1м – аргиллиты серые с прослоями песчаников светло-серых
Интервал:2419.3 –2425.4м	0.1м – аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие
Проходка: 6.1 м	2.6м – песчаники серые мелкозернистые, средне сцементированные, массивные с запахом углеводородов
Вынос керна: 2.7 м-44.2%	Песчаники серые, среднезернистые, массивные, очень крепкосцементированные.
Интервал:2425.4 –2426.5м	
Проходка: 1.1 м	

Вынос керна:1.1 м-100%

Интервал:2426.5 –2433.1м

Проходка: 6.6 м

Вынос керна:6.6 м-100%

Интервал:2433.1 –2439.7м

Проходка: 6.6 м

Вынос керна:6.6 м-100%

Интервал:2439.7 –2446.3м

Проходка: 6.6 м

Вынос керна:6.6 м-100%

Интервал:2446.3 –2452.9м

Проходка: 6.6 м

Вынос керна:6.6 м-100%

Песчаники серые, мелкозернистые, массивные, крепко сцементированные с запахом углеводородов.

1.7м - песчаники серые, мелкозернистые, массивные, крепкосцементированные с запахом углеводородов

4.2м – переслаивание аргиллитов темно-серых, песчаников серых, мелкозернистых

0.7м - песчаники серые, мелкозернистые, средне сцементированные, массивные с запахом углеводородов

0.2м – песчаники серые, мелкозернистые, участками горизонтально-слоистые за счет прослоев аргиллитов темно-серых

2.1м – аргиллиты темно-серые, серые, косо-горизонтально-и линзовидно-слоистые за счет прослоев песчаников, алевролитов серых

1.0м – песчаники серые, мелко-среднезернистые, горизонтально волнистослоистые за счет прослоев углистого материала

0.5м – аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие

0.7м – песчаники серые, мелкозернистые, крепко сцементированные, участками слоистые за счет намывов углистого материала

2.1м – аргиллиты серые, плотные, крепкие

1.5м – песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые за счет намывов углистого материала, крепко-сцементированные со слабым быстроулетучивающимся запахом углеводородов

5.1м – аргиллиты темно-серые, серые, плотные, крепкие, участками с прослоями песчаников серых, мелкозернистых

<p>Интервал:2452.9 –2459.5м          Проходка: 6.6 м          Вынос керна:5.7 м-86.4%</p>	<p>0.1м – аргиллиты серые, волнистослоистые с тонкими прослоями углистого и песчаного материала</p> <p>0.4м – песчаники серые, мелкозернистые, горизонтально-слоистые за счет прослоев углистого материала, крепко-цементированные</p> <p>0.3м – аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие</p> <p>0.4м – аргиллиты серые, плотные, крепкие с неровным изломом</p> <p>0.1м – песчаники серые, мелкозернистые, массивные, слюдистые, крепкоцементированные</p> <p>4.4м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, косо-горизонтально-слоистые с прослойками песчаников серых, мелкозернистых</p>
<p>Интервал:2459.5 –2466.1м          Проходка: 6.6 м          Вынос керна:6.6 м-100%</p>	<p>0.2м – уголь черный</p> <p>3.0м – аргиллиты темно-серые, углистые, серые, плотные, крепкие, слоистые за счет прослоев песчаников светло-серых, мелкозернистых</p> <p>0.1м – песчаники серые, мелкозернистые, массивные, крепкоцементированные</p> <p>2.8м – аргиллиты темно-серые, серые, косо-горизонтально-слоистые за счет прослоев песчаников и углистого материала</p> <p>0.3м – песчаники серые, мелкозернистые, крепко-цементированные, слоистые за счет прослоев углистого материала</p>
<p>Интервал:2466.1 –2472.7м          Проходка: 6.6 м          Вынос керна: 6.6 м-100%</p>	<p>0.2м – алевролиты серые, плотные, опесчаненные</p> <p>5.9м – аргиллиты серые, темно-серые, горизонтально-слоистые за счет прослоев песчаного и углистого материала</p> <p>0.7м – песчаники серые, мелкозернистые, участками слоистые за счет прослоев углистого материала</p>

Интервал:2472.7 –2477.8м	0.3м – песчаники серые, мелкозернистые, крепко-цементированные
Проходка: 5.1 м	
Вынос керна: 5.1— 100%	4.8м – аргиллиты серые, горизонтально-слоистые, участками косо-волнисто-слоистые за счет прослоев песчаников серых

### Описание керна

#### по скважине № 134 Снежного месторождения

Интервал:2415.7-2423.2	Аргиллиты серые, плотные, крепкие, плитчатые, с включением обугленных растительных остатков, раковин, гнезд пирита.
Проходка: 7.5 м	
Вынос керна:7.4м-98.7%	
Интервал: 2423.2-2430.4	Аргиллиты темно-серые, с коричневым оттенком, крепкие, плотные, плитчатые, с включением обугленных растительных остатков, раковин и гнезд пирита.
Проходка: 7.2 м	
Вынос керна:7.2 м-100%	
Интервал:2430.4-2437.4	Аргиллиты темно-серые с коричневым оттенком, плотные, крепкие, с включением обугленных растительных остатков, с выпотами нефти.
Проходка: 7.0 м	
Вынос керна:7.0м-100%	
Интервал:2437.4-2444.7	0.5м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, с включениями обуглившихся растительных остатков и гнездами пирита
Проходка: 7.3 м	
Вынос керна:4.8м-65.7%	1.3м – песчаники светло-серые, мелкозернистые, крепко-цементированные с включением обугленных растительных остатков и гнезд пирита
	0.7м – песчаники темно-зеленые, мелко-среднезернистые, крепкоцементированные, с включениями белемнитов и гнездами пирита
	2.3м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, с прослойками песчаников
Интервал:2444.7 –2451.7	Переслаивание аргиллитов серых, плотных, крепких с песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, крепкоцементированными с включениями обугленных растительных остатков и гнезд пирита.
Проходка: 7.0 м	
Вынос керна:5.2м-74.3%	
Интервал:2451.7-2459.0	0.4м – аргиллиты серые, крепкие, плотные с прослоями песчаников мелкозернистых
Проходка: 7.3 м	

Вынос керна:6.4м —87.7	0.9м – песчаники серые, мелкозернистые, крепко сцементированные, заглинизированные
	4.7м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, с прослойками песчаников, с гнездами пирита
	0.4м – песчаники серые, среднезернистые, крепко сцементированные
Интервал:2459.0 –2466.4	1.1м – аргиллиты черные, крепкие, плотные, с зеркалами скольжения, с гнездами пирита
Проходка: 7.4 м	2.7м – песчаники серые, мелкозернистые, крепко сцементированные, заглинизированные с гнездами пирита
Вынос керна:7.4м-100%	2.0м – переслаивание аргиллитов серых, плотных, крепких с песчаниками мелкозернистыми, крепкосцементированными, с гнездами пирита
	0.2м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, плитчатые, с включением обугленных растительных остатков
	1.2м – переслаивание песчаников серых мелкозернистых, крепкосцементированных с аргиллитами серыми, плотными, крепкими
	0.2м – угли черные
Интервал:2466.4 –2470.0	0.1м – угли черные
Проходка: 3.6 м	3.3м – алевролиты серые, крепкосцементированные, плотные, с включениями обугленных растительных остатков, с гнездами пирита, с зеркалами скольжения
Вынос керна:3.4м-94.4%	2.9м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, с редкими включениями обугленных растительных остатков
Интервал:2470.0-2477.1	2.3м – песчаники светло-серые, мелко, среднезернистые, крепкосцементированные
Проходка: 7.1 м	1.6м – аргиллиты серые, плотные, крепкие, плитчатые, с редкими включениями обугленных растительных остатков
Вынос керна:6.8м-95.8%	0.9м – переслаивание песчаников светло-серых, мелкозернистых, крепкосцементированных с аргиллитами серыми, плотными, крепкими, имеющих включения обугленных растительных остатков
Интервал:2477.1 –2484.1	0.5м – алевролиты светло-серые, плотные, крепко
Проходка: 7.0 м	
Вынос керна:7.0м-100%	

цементированные

0.6м – песчаники светло-серые, мелкозернистые, крепко-цементированные, массивные

5.0м - переслаивание песчаников светло-серых, мелкозернистых, крепкоцементированных с аргиллитами серыми, плотными, крепкими, имеющих включения обугленных растительных остатков

### Описание керна

#### по скважине № 135 Снежного месторождения

Интервал:2410,7-2419,8 Проходка: 9.1 м Вынос керна:9.1м-100	2,8 м. - песчаник серый с буроватым оттенком мелко и среднезернистый крепко цементированный, глинистый с косою слоистостью и устойчивым запахом нефти, люминесцирует бурым цветом. 3 м. – уголь черный с тонкими до 0,5 смпропластками темно серого аргиллита, с зеркалами скольжения. 3,1 м. – аргиллит темно серый до черного плитчатый алевритистый, с отпечатками растительного детрита, с зернами и конкрециями пирита. 0,2 м. – песчаник серый, мелкозернистый крепко цементированный, сильноглинистый, с плоскими (0,5 - 4 см) окатанными гальками темно-серого аргиллита.
Интервал: 2428 – 2437м Проходка: 9 м Вынос керна: 9м-100%	5,5 м. – песчаник серый с буроватым оттенком мелко и среднезернистый крепко цементированный сильно глинизированный, однородный неслоистый с запахом нефти, люминесцирует бурым цветом. 3,5 м. – аргиллит серый, темно серый, плитчатый с раковистым изломом верхней части алевритистый.
Интервал:2442,8-2452,6 Проходка: 9,8 м. Вынос керна:9.6м-98 %	0,2 м. – алевролит серый крепко цементированный со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом. 0,2 м. – уголь черный. 8,2 м – песчаник серый мелкозернистый

крепкоцементированный глинистый участками сильноизвестковистый (карбонатов до 30%) видимых признаков нефти не встречено.

8,2 м – песчаник серый мелкозернистый крепкоцементированный глинистый участками сильноизвестковистый (карбонатов до 30%) видимых признаков нефти не встречено.

1 м. – аргиллит черный плитчатый.

Интервал:2470,6-2479,9  
 Проходка: 9.3 м  
 Вынос керна:9.3м-100

6,3 м – песчаник серый мелкозернистый крепкоцементированный глинистый известковистый с тонкими намывами слюдисто-углистого материала, косослоистый, видимых признаков нефти не отмечено, люминесцирует желтым цветом.

3 м – аргиллит темно-серый до черного, плитчатый с неровным изломом участками алевроитистый, углистый в нижней части трещиноватый с зеркалами скольжения по трещинам развит кальцит.

Интервал:2489,3-2498,9  
 Проходка: 9.6 м  
 Вынос керна:9.6м-100

0,3 м – алевролит серый, светло-серый крепкоцементированный глинистый, с косой и волнистой слоистостью с тонкими пропластками углисто-слюдистого материала без признаков нефти.

2,7 м – аргиллит темно серый до черного, плитчатый крепкий, алевроитистый.

6,6 м – песчаник серый мелкозернистый, крепкоцементированный, глинистый, участками сильно известковистый, с намывами углисто-слюдистого материала без признаков нефти.