

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки  
 Отделение геологии

### ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

<b>Тема работы</b>
<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью уточнения запасов на Ломовом месторождении нефти (Томская область)</b>

УДК 553.982.048:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колбин Данил Александрович		

Руководитель ВКР

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

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

## ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) – Геофизические исследования скважин  
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

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

В форме:

Дипломного проекта
--------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Колбину Данилу Александровичу

Тема работы:

<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью уточнения запасов на Ломовом месторождении нефти (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	21-49/С от 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	12.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Текстовые и графические материалы по Ломовому месторождению нефти, каротажные диаграммы, данные по испытанию объектов на пробуренных скважинах, данные по керновым исследованиям, данные по подсчетам запасов прошлых лет.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1) Общие сведения об объекте исследования
	2) Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования
	3) Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований
	4) Основные вопросы проектирования
	5) Методические вопросы
	6) Специальное исследование
	7) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
	8) Социальная ответственность

<b>Перечень графического материала</b>	1) Обзорная карта района работ
	2) Схема геолого-геофизической изученности района месторождения
	3) Структурная карта по отраженному горизонту Па
	4) Литолого-Стратиграфическая колонка Ломового месторождения
	5) Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты
	6) Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты
	7) Блоковая модель пластов горизонта Ю <sub>1</sub> Ломового месторождения
	8) Каротажная диаграмма Ломового месторождения
	9) Структурная карта по подошве пласта Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> и Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> Ломового месторождения
	10) Схема разбуривания Ломового месторождения
	11) Априорная физико-геологическая модель
	12) Условные обозначения к литологической колонке
	13) Схема комплекса АМК «МАГИС-2»
	14) Определение «ГКгр для пласта Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> Ломового месторождения
	15) Определение «ГКгр для пласта Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> Ломового месторождения
	16) Граничные значения Кв для горизонта Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> Ломового месторождения
	17) Сопоставление УЭС по БКЗ и по ИК Ломового месторождения
	18) Зависимость Рп от Кп по горизонту Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> Ломового месторождения
	19) Зависимость Рн от Кв по горизонту Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> Ломового месторождения
	20) Зависимость «кern-кern»
	21) Схема классификации запасов и ресурсов нефти и газа
	22) Разломная 3Д модель Ломового месторождения
	23) Пример осреднения литологии на ячейки сетки
	24) Куб по литологии

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент Маланина В. А.
Социальная ответственность	Ст. преподаватель Гуляев М.В.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	21.01.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Осипова Е. Н.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колбин Данил Александрович		

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

Студенту:

Группа	<b>ФИО</b>
2271	Колбин Данил Александрович

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Геологии
<b>Уровень образования</b>	Специалитет	<b>Направление/специальность</b>	21.05.03 ”Технология геологической разведки”

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ПОСН 81-2-49, ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Обеспечение системы налогообложения, Страховой взнос 30,5% (в том числе страхование от несчастных случаев, НДС 20%

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка стоимости геофизических работ
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	Расчет затрат времени, труда материалов и оборудования на проведение геофизических исследований

**Перечень графического материала:**

1. Таблица 7.2.1. Комплекс планируемых работ для скважины №322
2. Таблица 7.3.1. Расчеты времени проводимых работ
3. Таблица 7.3.2. Затраты на проведения работ
4. Таблица 7.3.3. Оборудование для проведения работ
5. Таблица 7.3.4. Материалы необходимые для выполнения работ
6. Таблица 7.4.1. Смета по видам работ
7. Таблица 7.5.1. Сметная стоимость камеральных работ
8. Таблица 7.6.1. Общая сметная стоимость по проекту
9. Таблица 7.7.1. Сравнительная оценка эффективности НИП

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колбин Д. А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2271	Колбин Данил Александрович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение геологии</b>
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

<b>Комплекс геофизических исследований скважин с целью уточнения запасов на Ломовом месторождении нефти (Томская область).</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Данный проект предусматривает выполнение работ на Ломовом нефтяном месторождении, находящемся в Каргасокском районе на северо-западе Томской области. Проектом предусмотрено проведение комплекса геофизических исследований с целью изучения коллекторов и уточнения запасов на месторождении
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: -специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: • Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; • Повышенный уровень шума; • Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; • Производственные факторы, связанные с электрическим током,

	<p>вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>• Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда.</li> </ul>
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• При геофизических работах возможно негативное воздействие на: <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Атмосферу;</li> <li>2) Гидросферу;</li> <li>3) Литосферу.</li> </ol> </li> <li>• Разработать решения по обеспечению безопасности окружающей среды.</li> </ul>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>• Выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>• Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>• Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			
-----------------------	---------------------------	--	--	--

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Колбин Данил Александрович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 102 с., 24 рис., 15 табл., 23 источник.

*Ключевые слова: коллектор, Ломовое месторождение, комплекс геофизических методов исследования, физико-геологическая модель, подсчет запасов.*

Объектом исследования является эксплуатационная горизонтальная скважина Ломового месторождения нефти пробуренная из вертикальной скважины №322.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка комплекса геофизических исследований с целью изучения коллекторов, уточнения запасов на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область).

В процессе исследования проводились сбор и анализ геолого-геофизических материалов, выбор методов для проведения поисковых работ, составление проектно-сметной документации.

В результате исследования был выбран участок для проведения геофизических работ комплексом методов, составлена априорная ФГМ объекта работ, выбрана методика и техника геофизических работ, а также способы обработки и интерпретации геофизических данных.

В специальной части дипломного проекта приведены принципы классификации и учета запасов нефти и газа, методические особенности компьютерного моделирования и подсчета запасов, классифицирование запасов по категории, обоснование подсчетных параметров.

В экономическом разделе приведены расчеты сметной стоимости проектируемых работ.

В разделе социальная ответственность рассмотрены опасные и вредные факторы, связанные с проектируемыми работами, которые могут отрицательно влиять на организм человека, потенциально возможные чрезвычайные ситуации, негативное влияние отходов на окружающую среду и предложены меры для снижения уровня воздействия.

## ESSAY

Graduation Thesis includes 102 pages, 24 pictures, 15 tables, 23 sources.

Keywords: reservoir, Lomovoy field, complex of geophysical research methods, physical-geological model, reserve calculation

The object of research is a horizontal production well of the Lomovoye oil field drilled from a vertical well №322.

The purpose of this final qualification work is to develop a complex of geophysical surveys in order to study reservoirs, clarify reserves at the Lomovoy oil field (Tomsk region).

As a result of the study, a site was selected for carrying out geophysical work using a complex of methods, an a priori physical and geological model of the object of work was compiled, a methodology and technique of geophysical work was selected, as well as methods of processing and interpretation of geophysical data.

The special part of the diploma project contains the principles of classification and accounting of oil and gas reserves, methodological features of computer modeling and calculation of reserves, classification of reserves by category, justification of the calculation parameters.

Cash budget of planned survey is presented in economic chapter.

Dangerous and harmful factors connected with planned work, which may negatively influence on human organism; potentially enable emergency incidents; adverse effect of wastes on environment and its mitigation measures are discussed in social accountability chapter.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НК – неколлектор;  
НЗ – нефтяная зона;  
НВЗ – нефтеводная зона;  
ВЗ – водонасыщенная зона;  
УВ – углеводороды;  
Кп – коэффициент пористости;  
Кн – коэффициент нефтенасыщенности;  
Кпр – коэффициент проницаемости;  
Кв – водонасыщенность;  
Кно – коэффициент остаточной нефтенасыщенности;  
Кво – коэффициент остаточной водонасыщенности;  
рп – удельное электрическое сопротивление;  
рпкр – критическое сопротивление пласта;  
рзп – удельное электрическое сопротивление зоны проникновения;  
рс – удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости;  
рвп – удельное сопротивление водоносного пласта;  
рв – удельное электрическое сопротивление пластовой воды;  
ГИС – геофизические исследования скважин;  
ВНК – водонефтяной контакт;  
ГТМ – геолого-технологическое мероприятие;  
БКЗ — боковое каротажное зондирование;  
ВИКИЗ — высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;  
ГК — гамма-каротаж интегральный;  
ИК – индукционный каротаж;  
БК – боковой каротаж;  
МК – микрокаротаж;  
АК – акустический каротаж;  
ПС – метод самопроизвольной поляризации;  
КС – каротаж сопротивлений.

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>16</b>
<b>1. Общие сведения об объекте исследования .....</b>	<b>18</b>
1.1. Географо-экономический очерк .....	18
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность .....	19
<b>2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования .....</b>	<b>25</b>
2.1. Литолого-стратиграфический разрез .....	25
2.2. Тектоника.....	32
2.3. Нефтеносность.....	35
<b>3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.....</b>	<b>44</b>
<b>4. Основные вопросы проектирования.....</b>	<b>47</b>
4.1. Задачи геофизических исследований .....	47
4.2. Обоснование объекта исследования.....	47
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса. ....	48
<b>5. Методические вопросы.....</b>	<b>50</b>
5.1. Методика проектных геофизических работ.....	50
5.2. Интерпретация геофизических данных .....	53
<b>6. Принципы классификации и учета запасов и ресурсов нефти и горючих газов .....</b>	<b>60</b>
6.1. Требования к подсчету и учету запасов нефти и газа. ....	62
6.2. Объекты подсчета .....	62
6.2. Методические особенности компьютерного моделирования и подсчета запасов .....	63
6.3. Подсчет и категоричность запасов.....	66
6.4. Обоснование подсчетных параметров и подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа.....	67
6.5. Подсчет геологических запасов тяжелых углеводородов.....	<b>Error!</b>
<b>7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ.....</b>	<b>72</b>
7.1. Виды и объемы проектируемых работ .....	72

7.2. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	72
7.3. Смета.....	76
<b>8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>80</b>
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	81
8.2. Организационные мероприятия .....	82
8.3. Экологическая безопасность .....	93
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	94
<b>Заключение .....</b>	<b>98</b>
<b>Список используемых источников.....</b>	<b>99</b>

## ВВЕДЕНИЕ

В административном отношении Ломовое нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области. Недропользователем месторождения является компания ОАО «Томскнефть».

Ломовое месторождение открыто в 1970 г, разведочное бурение проводилось силами Западной нефтегазоразведочной экспедицией. Основанием для ввода Ломового локального поднятия в поисковое бурение явились результаты сейсморазведочных работ МОВ в 1968-1969 г. В 1986 г. Ломовое месторождение скважиной № 203Р введено в промышленную разработку, а в 1987 г. – начато эксплуатационное бурение.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка комплекса геофизических исследований с целью изучения коллекторов, уточнения запасов на Ломовом нефтяном месторождении (Томская область).

Для достижения этой цели необходимо изучить геолого-геофизические исследования месторождения, проанализировать результаты проведенных геолого-геофизических работ и установить физико-геологическую модель, дать описание методике и технике проведения геофизических исследований объяснить полученные данные, сопоставление результатов пересчета запасов прошлых лет.

Выше приведённые работы позволяют решить ряд геологических и геофизических задач: уточнение положения коллекторов и выделение эффективных мощностей, распределение пластов по характеру насыщения пластовым флюидом: вода, нефть, газ, дополнительная оценка фильтрационно-емкостных свойств пород, слагающих разрез, уточнение уровня ВНК, уточнение запасов.

В специальной части дипломного проекта приведены принципы классификации и учета запасов нефти и газа, методические особенности компьютерного моделирования и подсчета запасов, классифицирование запасов по категории, обоснование подсчетных параметров

В разделе «Социальная ответственность» предусматриваются опасные условия проведения работ и предлагаются мероприятия по обеспечению безопасных условий жизнедеятельности.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность» произведен экономический расчет затрат на проведение комплекса геофизических работ.

# 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1. Географо-экономический очерк

Ловомое нефтяное месторождение открыто в 1970 году, введено в эксплуатацию в 1986 году. Месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Ближайшими населенными пунктами являются расположенные на реке Васюгане села Катыльга (30 км), Новый Васюган (85 км), а также вахтовый поселок Пионерный (50 км). Расстояние до областного центра г. Томска составляет 730 км. В непосредственной близости от Ломового месторождения находятся Грушевое, Столбовое, Озерное, Катыльгинское месторождения. (Рис. 1.1)

В географическом отношении месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в среднем течении р. Васюгана – левого притока р. Оби. Территория района месторождения представляет собой слабо расчленённую равнину, сильно заболоченную и залесенную. Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах +62 - +89 м.

Климат района континентально-циклонический с продолжительной суровой зимой и коротких тёплым летом. Температура воздуха колеблется от -55 градусов зимой до +35 градусов летом. По количеству выпадающих атмосферных осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Количество годовых осадков составляет 390-590 мм. Снежный покров продолжается с октября до начала мая. Высота снежного покрова достигает 1 м.

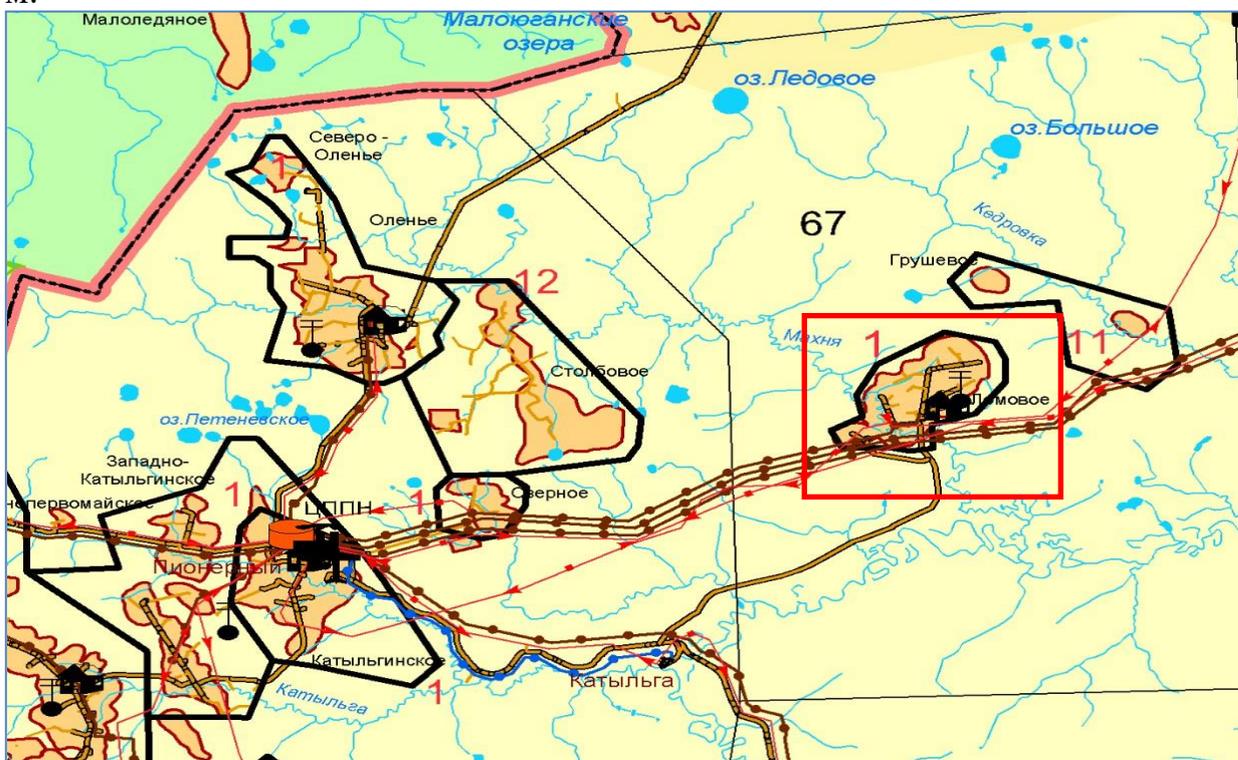


Рис.1.1 Обзорная карта района работ

Территория Томской области не входит в зону интенсивной сейсмической деятельности, и образование эпицентров землетрясений здесь

маловероятно. Могут ощущаться последствия землетрясений, происшедших на Алтае, Саянах и Восточной Сибири.

Основной водной артерией является р. Васюган, протекающая в 15 км южнее Ломового месторождения. Она судоходна для судов малого тоннажа.

Район относится к категории малонаселённых. Непосредственно в районе месторождения населенных пунктов нет. Ближайшими являются сёла Новый Тевриз и Катыльга (30 км по прямой). В районе сосредоточены деревообрабатывающая, нефтегазодобывающая промышленности. Сельское хозяйство в районе не развито.

## **1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность**

Геологоразведочные работы в районе Ломового месторождения проводилась в три этапа: поиски, разведка и доразведка. Первые два этапа (1947-1976 гг) включали в себя региональные геологические и геофизические исследования, поисковые и детальные геофизические, в основном, сейсморазведочные работы, поисковое и разведочное бурение непосредственно на Ломовом локальном поднятии. После доразведки месторождения (1982-1985 гг) оно было подготовлено к промышленному освоению.

Планомерное изучение района работ началось с 1947 года Западно-Сибирским геологическим управлением, проводившим геолого-съёмочные работы масштаба 1:1000000 по всей территории Томской области. В результате съёмки была составлена геологическая карта и установлено повсеместное распространение отложений третичного и четвертичного возраста.

Геофизические методы разведки, как основные для изучения тектонического строения осадочного чехла и фундамента, стали применяться с 1952 г, когда район работ и прилегающие к нему территории были покрыты аэромагнитной съёмкой.

По выполненным позднее (1954-55 гг) более крупномасштабных аэромагнитных исследований проведено районирование территории по характеру магнитного поля, составлена структурно-тектоническая карта доюрского фундамента и выяснена сложность его строения.

Гравиметрическая съёмка, начатая 1954 году, покрыла всю территорию Томской области к 1961 году масштаба 1:1000000.

В результате интерпретации данных аэромагнитной и гравиметрической съёмок выделены главные структурные элементы фундамента, ориентировочно определена мощность платформенного чехла.

В период с 1957 по 1965 гг. региональные и детальные сейсморазведочные работы МОВ и КМПВ проводились, главным образом, на крупных положительных структурах 1 порядка (Пудинский, Средневасюганский мегавалы, Камысовский свод). По результат этих работ достаточно четко определено строение этих структур по нескольким отражающими и преломляющим границам в отложениях палеогена, мела, юры

и кровли фундамента. Непосредственно в пределах Колтогорского мегапрогиба геологоразведочные работы начаты в конце 50-х годов.

В 1956-61 гг площадным сейсмозондированием (сп 21/58-59) уточнено строение Колтогорского мегапрогиба, отделяющегося на юге от Нюрольской впадины Черемшанской приподнятой зоной. Работами МОВ И КМПВ в 1959-1960гг (сп31/59-60) выявлено и детализировано Черемшанское токальное поднятие 3 порядка.

В 1961-62 гг на Черемшанской локальном поднятии пробурена поисковая скважина №1, вскрывшая кровлю палеозойского фундамента на глубине 3026 м (забой скважины 3062м). При бурении скважины в юрских отложениях отмечены признаки нефтеносности в керне, а при опробовании из низов тюменской свиты получен непромышленный приток нефти с пластовой водой.

В последующие годы на изучаемой территории были проведены площадные сейсмические исследования МОВ (сп5/77-78, сп 3,9,13/65-66, сп 23/69-70, сп 23/70-71), региональные работы МОГТ (сп 11/74-75), площадные работы МОГТ (сп 5/77-78, сп 8/76-77, сп 8/80-81, сп 9/81-82, сп 4/82-83). В эти же годы на локальных поднятиях, выявленных сейсморазведкой, проводилось планомерное поисково-разведочное бурение, в результате которого выявлены высокие перспективы юрских и верхней части доюрских отложений, открыт ряд месторождений нефти – Оленье, Катильгинское, Западно-Катильгинское, Озерное, Первомайское, Южно-Черемшанское, Ледовое и др.

Ломовое локальное поднятие, расположенное в зоне сочленений Каймысовского свода свода и Средневасюганского мегавала, а также Нюрольской впадины и Колтогорского мегапрогиба, выявлено и подготовлено к бурению работами МОВ в 1968-69 гг (сп 6/68-69). Оно четко охарактеризовано по основным отражающим горизонтам Па (подошва баженоской свиты верхней юры), П (алмынская свита), ТУ (кузнецовская свита), Уа (талицкая свита палеоцен).

Глубокое поисковое бурение на Ломовой площади начато в 1970 году в соответствии с «Проектом глубокого поискового бурения на Ломовой площади».

Сейсмической основой для проектирования явилась структурная карта масштаба 1:100000 по отражающему горизонту Па, согласно которой Ломовое поднятие представляет собой куполовидную асимметричную складку северо-восточного простирания, оконтуренную изогипсой -2660м.[ ]

Таблица 1

Вид работ	Масштаб съемки	Место и год проведения	Результаты работ
Геологическая съемка	1:1000000	1947-1954	Составлена геологическая карта Западно-Сибирской равнины. Установлено, что территория покрыта четвертичными отложениями. В среднем течении р. Васюган выходят

			на поверхность палеогеновые отложения
Аэромагнитная съёмка	1:1000000	1952-1953	Построена карта магнитные аномалий, выявлено простираение магнитных аномалий
Аэромагнитная съёмка	1:200000	1954-1955	Сделан вывод о сложности строения фундамента. Составлена структурно-тектоническая карта строения доюрского фундамента.
Площадная гравиметрическая съёмка	1:1000000	1954-1961	Установлено соответствие простираения гравитационных аномалий простираению крупных тектонических элементов
Структурно – поисковое колонковое бурение	-	По профилю вдоль р. Васюган, 1956-1957	Выявлен ряд антиклинальных перегибов пластов
Опорное бурение	-	с. Новый Васюган, 1956-1961	Пробурена опорная скв. №1, в результате чего изучен разрез мезокайнозоя до тюменской свиты.
Площадное сейсмондирование, сп 21/58-59	-	1958-1959	Уточнено строение Колтогорского прогиба. От Нюрольской впадины на юге прогибб отделяется Черемшанской седловиной, осложненной по изогипсе - 2700м Черемшанской структурой.
Площадные работы МОВ и КМПВ, сп 31/59-60	-	1959-1960	Оконтурировано и детализировано Черемшанское локальное поднятие на Черемшанском КП.
Маршрутные исследования МОВ, сп 8/60-61	-	1960-1961	Уточнено строение Колтогорского прогиба, Северо-Васюганского вала и западного склона Алесандровского вала
Площадные поисковые исследования МОВ, сп 6/68-69	-	1968-1969	В зоне сочленения Каймысовского свода и Средне-васюганского мегавала выявлено, детализировано Ломовое локальное поднятие. Выявлена Черемшанская группа поднятий.
Поисковые и	-	1982-1983	Получены новые сведения о



баженовской свиты) (Рис. 1.3). Площадь работ приурочена к Колтогорскому мегапрогибу - структуре I порядка. По отражающему горизонту в центре площади картируется Ломовое куполовидное поднятие (структура 2 порядка), которое состоит из нескольких локальных поднятий (Табл. 2).

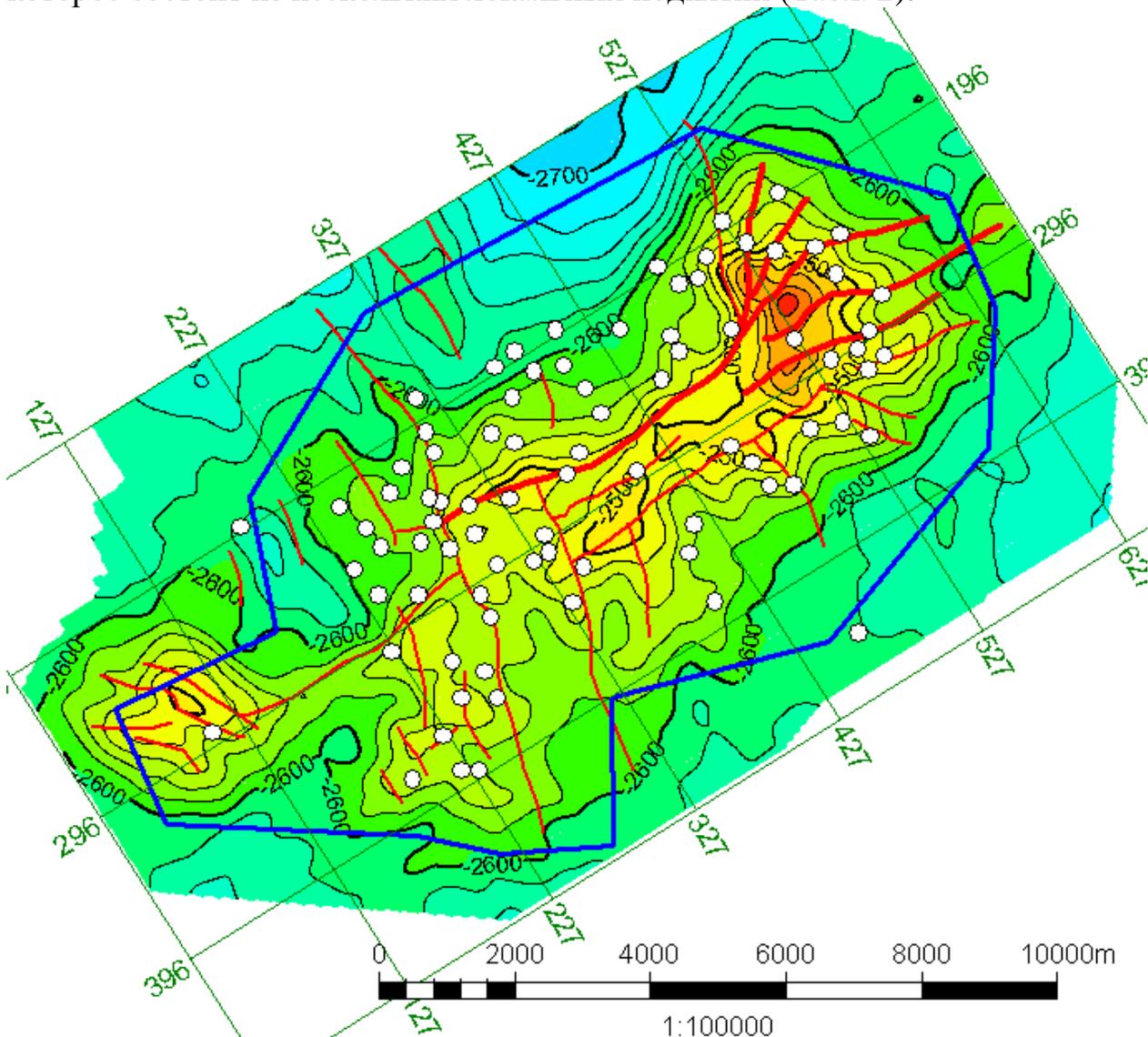


Рис. 1.3 Структурная карта по отражающему горизонту Па

Все структурные поверхности осложнены разломами, которые на картах по степени активности подразделяются на разломы с разрывами и без разрыва осей синфазности. Юрский интервал разреза секут две системы тектонических нарушений северо-восточного и юго-западного направления. Разломы северо-восточного направления имеют неотектоническую природу, они заложены в альпийскую эру тектонической активности. Эти разломы секут весь чехол и картируются на структурных поверхностях по кровле пласта  $A_1$  и кровле покурской свиты.

Тектонические нарушения северо-западного направления секут горизонт  $Pa$  без разрыва осей синфазности. Это разломы древнего заложения, формирование их происходило в доюрское и юрское время.

Таблица 2

№	Название структуры	Форма	Замыкающая изогипса	Амплитуда (м)	Лин. Размеры (км)
1	2	3	4	5	6
Отражающий горизонт II <sup>a</sup> ( подошва баженовской свиты)					
1	Ломовое к.п.	антиклиналь северо-восточного простирания	-2900	165	15*8
2	Восточно-Ломовое л.п.	трехкупольная антиклиналь субмеридионального простирания	-2490	80	2,6*1,4
3	Центрально-Ломовое л.п.	изометричная антиклиналь	-2510	25	1,8*1,1
4	Западно-Ломовое л.п.	изометричная антиклиналь	-2560	60	3,0*2,4
5	Южно-Ломовое л.п.	асимметричная складка северо-северо-западного простирания	-2545	25	1,9*0,8

## **2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ**

### **2.1. Литолого-стратиграфический разрез**

Геологическое строение Ломового месторождения характеризуется по данным глубокого бурения (поисково-разведочного и эксплуатационного), а также по результатам сейсморазведочных работ и других видов исследования. В геологическом отношении район характеризуется двухъярусным строением: нижний ярус представляет собой образования палеозойского фундамента плиты, верхний – осадочные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Мощность платформенного чехла в Колтогорском мегапрогибе составляет 2800-3000м, а в наиболее погруженных частях 3500м и более. На окружающих мегапрогиб положительных структурах первого порядка она сокращается до 2600-2200м, а на Криволуцком вале - до 1900м. Непосредственно на Ломовом локальном поднятии мощность платформенных отложений составляет 2910м. Отложения платформенного чехла залегают на поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическая разбивка разреза дана на основании унифицированной стратиграфической схемы, утвержденной Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1966 г. Палеонтологическая характеристика отложений дана как по результатам лабораторных исследований кернового материала скважин непосредственно Ломового месторождения, так и по данным других площадей региона. Палеонтологическая характеристика приведена на сводном стратиграфическом разрезе Ломового месторождения. [12]

#### **Палеозойская эратема (PZ)**

Породы палеозойского возраста вскрыты в сводовой скважине 200 в интервале 2910-2921 м. Представлены они интрузивными породами. В образце керна на интервале 2914-2916 м определен диорит мелкозернистый, кварцевый, биотит-роговообманковый. В интервале 2914-2916м, 2916-2918 м в трёх образцах определены гранодиорит, гранит роговообманковый и диорит-сиенит. Этот комплекс возник в результате явления гибридизма, выразившегося во влиянии на гранитную магму вещества более основного состава.

Вскрытая мощность образований палеозоя – 11 метров.

#### **Мезозойская эратема (MZ)**

#### **Юрская система (J)**

Юрские отложения с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на образованиях фундамента, представлены разнофациальными осадками нижней, средней и верхней юры общей толщиной более 300 метров. В составе юрского комплекса выделяются

песчано-глинистые континентальные отложения салатской и тюменской свит среднеюрского возраста, прибрежно-морские осадки васюганской свиты средне-верхнеюрского возраста, мелководно-морские глины георгиевской свиты и отложения баженовской свиты верхнеюрского возраста.

### **Салатская свита**

Отложения свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах доюрского комплекса и вскрыты на месторождении скважиной № 200Р. Свита представлена переслаивающимися алевролитами углистыми с серыми грубозернистыми и глинистыми песчаниками с остатками флоры. Формирование свиты происходило в континентальных условиях.

Толщина свиты в пределах района работ изменяется до 110 м.

### **Тюменская свита**

Отложения тюменской свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на отложениях палеозоя, либо на отложениях салатской свиты. Формирование свиты происходило в континентальных условиях. Тюменская свита представлена переслаиванием алевритистых и углистых аргиллитов с серыми и светло-серыми разномернистыми песчаниками, глинами серыми, алевритистыми, и алевролитами с включением пирита, сидерита и обугленного растительного детрита. Для свиты характерны прослой до 4 м каменного угля и углистого аргиллита.

Толщина свиты изменяется от 60 до 400 м.

### **Средне-верхний отдел**

Отложения средне-верхнего отдела юрской системы выделяются в объеме васюганской, георгиевской и баженовской свит.

### **Васюганская свита**

Морские, континентальные и прибрежно-морские отложения васюганской свиты трансгрессивно залегают на отложениях тюменской свиты. Васюганская свита подразделяется на две подсвиты: нижняя – существенно глинистая и верхняя – песчано-глинистый горизонт Ю<sub>1</sub>, являющийся продуктивным объектом на Ломовом месторождении. Следует отметить, что горизонт Ю<sub>1</sub> – основной нефтегазоносный горизонт в Томской области.

Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми до черных, участками коричневыми, горизонтально – и косослоистыми, иногда плитчатыми, с включением пирита и прожилками кальцита.

Горизонт Ю<sub>1</sub> (верхневасюганская подсвита) характеризуется чередованием песчаных пластов с прослоями аргиллитов и алевролитов. В средней части горизонта выделяется угольный пласт, характеризующий кратковременный, континентальный режим между келловейской и оксфордской трансгрессиями моря и разделяющий горизонт Ю<sub>1</sub> на

подугольную и надугольную толщи, в первой из которых выделяются песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, а во второй – соответственно Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>.

Песчаники неоднородные, серые, темно-серые (в пласте Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> – зеленовато-серые, глауконитовые), мелко- и среднезернистые, слабосцементированные и более крепкие в зависимости от степени карбонатизации и глинизации, участками косослоистые за счет намыва углисто-глинистого материала, иногда пиритизированные.

Алевриты темно-серые, крепкие, косо-горизонтальнослоистые, с включением углистых остатков, участками пиритизированные. Аргиллиты темно-серые, буровато-серые, тонкослоистые, с раковистым изломом, иногда алевритистые, крепкие. Толщина свиты составляет 56-80 м.

Нижевасюганская подсвита по промыслово-геофизическим данным характеризуется как типичная морская глинистая толща, с низкими значениями КС и почти недифференцированной кривой ПС.

### **Георгиевская свита**

Формирование свиты происходило в трансгрессивный этап развития региона. Представлена глинами темно-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, крепкими с включениями пирита и остатками фауны.

Толщина свиты от 0 до 6 м.

### **Баженовская свита**

Разрез верхнеюрских отложений завершается толщей битуминозных аргиллитов баженовской свиты, которые накапливались в морских условиях и представлены образцами темно-серыми, с коричневым оттенком, иногда почти черными и буровато-черными, плитчатыми с включениями пирита, сидерита и фауны.

Свита прослеживается на большей части Западно-Сибирской плиты и является одним из самых выдержанных литологических и стратиграфических реперов. К подошве баженовской свиты приурочен регионально выдержанный опорный отражающий сейсмический горизонт П<sup>а</sup>. Аргиллиты баженовской свиты хорошо выдержаны и являются четким репером в геологическом разрезе западных и центральных районов Томской области. Свита является нефтематеринской с одной стороны и региональной покрывкой с другой.

Баженовская свита имеет аномально высокие значения сопротивлений (до 625 Ом м) и естественной радиоактивности (до 80-90 гамм при общем фоне 4-15 гамм).

Толщина свиты 12-20 м.

### **Меловая система (К)**

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел включает в себя породы четырех свит: куломзинской, тарской, киялинской, алымской и большую часть покурской; верхний – верхнюю часть покурской, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую и ганькинскую свиты.

## **Нижний отдел Куломзинская свита**

Отложения свиты согласно залегают на юрских отложениях и представлены преимущественно морскими темно-серыми, зеленовато-серыми, слоистыми аргиллитами с прослоями зеленовато- и голубовато-серых кварцполевошпатовых песчаников и алевролитов. Аргиллиты серые, горизонтально слоистые, плотные. В верхней и нижней частях свиты выделяются маломощные пласты крепких алевролитов и, в основном, известковистых песчаников (ачимовская пачка – пласты Б<sub>16-20</sub>).

Толщина свиты 276-304 м.

## **Тарская свита**

Прибрежно-морские отложения свиты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, согласно залегают на отложениях куломзинской свиты. Свита сложена песчаными пластами регионального значения Б<sub>9</sub>, Б<sub>10</sub> и Б<sub>11</sub>, которые прослеживаются не только на Ломовой структуре, но и далеко за ее пределами. Они сложены песчаниками светло-серыми и серыми, мелко-зернистыми, кварцполевошпатовыми, участками косослоистыми, различной крепости, иногда известковистыми, с пропластками плотных серых аргиллитов и алевролитов.

Толщина свиты 62-99 м.

## **Киялинская свита**

Свиту составляют неравномерно переслаивающиеся пестроцветные континентальные отложения, представляющие собой комковатые буровато-серые, зеленовато-серые, сургучно-коричневые, иногда пятнистые глины, зеленовато- и буровато-серые полимиктовые песчаники и алевролиты (пласты Б<sub>0-6</sub>, группы А). Породы содержат обугленный растительный детрит. В отдельных прослоях породы неравномерно известковистые до мергелей и известняков. Отложения формировались в условиях лагун и мелководных морских заливов при жарком и влажном климате. Породы содержат обугленный растительный детрит.

Толщина свиты 425-551 м.

## **Алымская свита**

Киялинскую свиту согласно перекрывают морские отложения алымской свиты, представленные в подошвенной части песчаниками полимиктовыми, слюдистыми, толщиной до 25 м – региональный пласт А<sub>1</sub>. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, кварцполевошпатовые различной крепости, участками глинистые. В верхней части свиты – аргиллитоподобными глинами и аргиллитами кошайской пачки. Аргиллитоподобные глины и аргиллиты серые, темно-серые, плотные, с остатками фораминифер, иногда плитчатые, участками алевролитистые с горизонтальной, косой, волнистой и линзовидной слоистостью.

Толщина свиты 31-92 м.

## **Покурская свита**

Отложения свиты формировались в континентальных условиях; представлены переслаиванием песчаников серых, светло-серых мелкозернистых, с пологой и косо́й слоистостью, кварцполевошпатовых, иногда известковистых, алевролитов серых, слюдистых, и глин серых комковатых, иногда аргиллитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Встречаются слабосцементированные пески и алевролиты, обладающие хорошими коллекторскими свойствами и весьма водообильны.

Толщина свиты 672-773 м.

### **Верхний отдел**

#### **Кузнецовская свита**

На континентальной толще покурской свиты трансгрессивно залегают морские отложения верхнего мела и палеогена. В нижней части этих отложений залегает кузнецовская свита турона, сложенная преимущественно глинами серыми и темно-серыми, тонкополосчатыми, иногда известковистыми, с тонкими прослойками и линзами алевролитов. Отложения сформированы в результате обширной трансгрессии моря.

Толщина свиты 12-21 м.

#### **Ипатовская свита**

Свиту слагают неравномерно переслаивающиеся серые плотные песчаные темно-серые, зеленовато-серые глины, глинистые алевролиты и серые полимиктовые мелкозернистые пески. Встречаются включения пирита. Формирование отложений происходило в морских условиях.

Толщина свиты 65-81 м.

#### **Славгородская свита**

Отложения свиты представлены серыми и зеленовато-серыми комковатыми опоковидными глинами с редкими прослоями и линзами зеленовато-серых тонкозернистых глауконитовых песков.

Толщина свиты 54-112 м.

#### **Ганькинская свита**

Свиту составляют темно-серые, зеленовато-серые плотные, плитчатые, участками известковистые глины. В верхней части свиты мергели серые, зеленовато-серые, по всей толще встречаются редкие прослои слабосцементированных песчаников, песков и алевролитов, с остатками белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод.

Толщина свиты 98-270 м.

## **Кайнозойская эратема (KZ)**

### **Палеогеновая система-(P)**

Морские отложения палеогеновой системы согласно залегают на мезозойских образованиях и представлены всеми тремя отделами – палеоценом, эоценом и олигоценом. Отложения включают в себя следующие свиты: талицкую, люлинворскую, юрковскую, атлымскую, новомихайловскую и туртасскую.

#### **Отдел палеоцен**

**Талицкая свита** сложена глинами темно-серыми, вязкими, плотными, жирными на ощупь, иногда алевритистыми, с пролойками и линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, кварцполевошпатовых, глауконитовых, с включениями пирита.

Мощность свиты 28-132 м.

#### **Отдел эоцен**

**Люлинворская и юрковская свиты** сложены прибрежно-морскими осадками, представленными преимущественно песчано-алевритистыми глинами серыми, зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, опоковидными с редкими маломощными прослоями кварцевых песков и серых слюдистых алевритов.

Общая толщина свит около 380 м.

Отложения **атлымской свиты** представлены преимущественно песками с прослоями озерных и старичных глин. Отложения **новомихайловской свиты** представлены преимущественно глинами. Подчиненное значение имеют пески, алевриты и прослой бурых углей. Морские осадки **туртасской свиты** представлены глинами алевритовыми с прослоями песка.

Общая толщина свит порядка 200 м.

#### **Четвертичная система (Q)**

Четвертичные отложения выходят на дневную поверхность и представлены песками серыми, темно-серыми, мелко- и среднезернистыми, суглинками буровато-серыми и глинами серыми, желтовато-серыми, иногда алевритистыми, с прослоями лигнита. Толщина отложений около 30-40 м.



## 2.2 Тектоника

В тектоническом отношении изучаемая площадь расположена в области Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы позднегерцинского возраста стабилизации, в разрезе которой выделяется три структурных этажа: геосинклинальный, параплатформенный и платформенный. Два нижних этажа слагают гетерогенный фундамент, верхний – платформенный чехол, сложенный осадками мезозойско-кайнозойского возраста. В погруженных частях территории между фундаментом и чехлом выделяются нижнемезозойские (триасовые) образования.

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты 2000г.» Масштаба 1:5000000 под редакцией В.С. Суркова (рис. 2.2) рассматриваемый район расположен в пределах Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, которая занимает всю центральную часть плиты, пересекая её с юга на север.

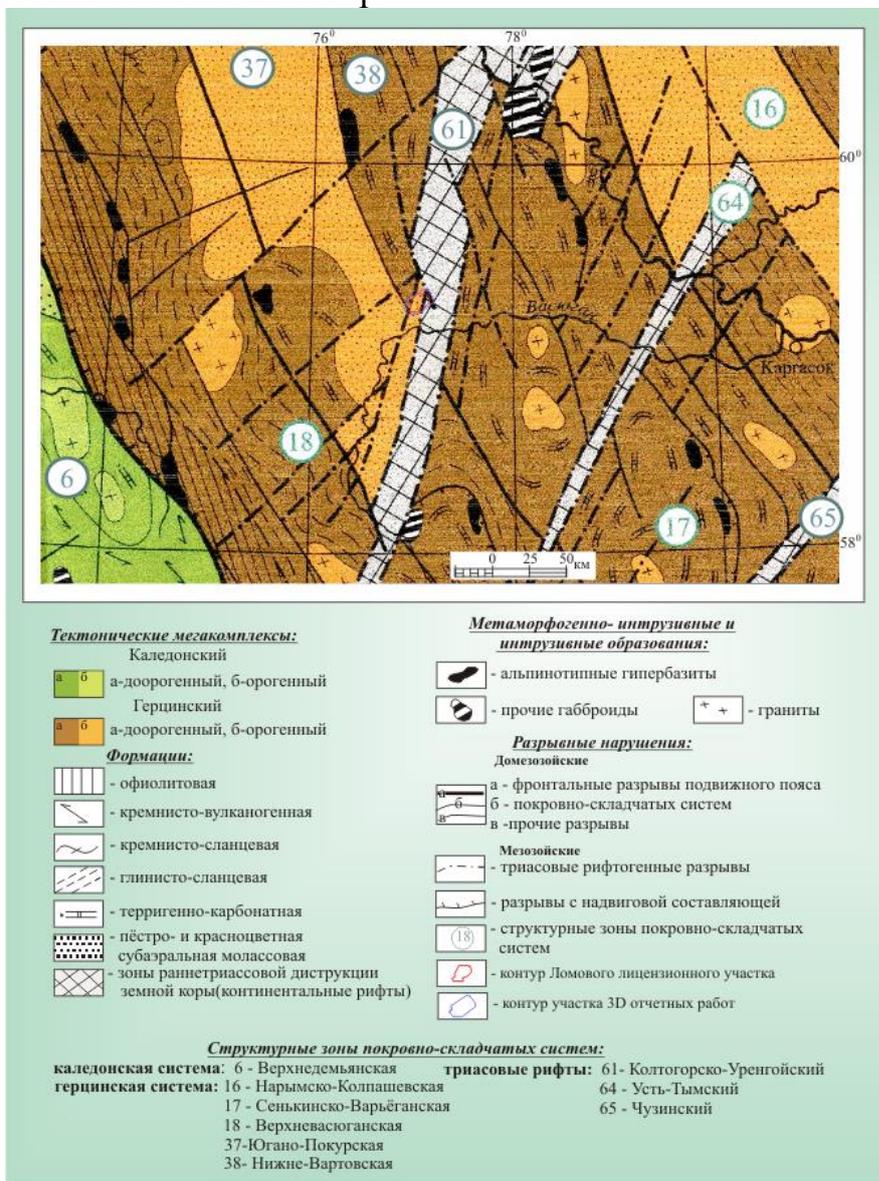


Рис. 2.2 Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под редакцией В. С. Суркова, ФГУП «СНИИГГиМС», 2000 г.)



Черемшанское куполовидное поднятие представляет собой изометричную структуру с размерами 40x35 км. В пределах этого поднятия выделяются пять локальных поднятий: Ломовое, Грушевое, Черемшанское, Зыряно-Пехское и Восточно-Черемшанское.

По данным аэромагнитной съёмки Ломовая структура находится в зоне слабоположительных значений магнитного поля.

Ломовое локальное поднятие наиболее полно охарактеризовано данными сейсморазведки. Поднятие плане претерпело некоторые изменения. В пределах северо-восточной периклинали выделено самостоятельное поднятие – Грушевое, в пределах которого последующим бурением также выделена промышленная залежь нефти в горизонте Ю<sub>1</sub>. Центральная часть Ломового поднятия претерпела незначительные изменения. Небольшая разница в глубинах произошла из-за уточнения скоростной зависимости.

Все структурные поверхности осложнены разломами, которые на картах по степени активности подразделяются на разломы с разрывами и без разрыва осей синфазности. По отражающему горизонту Ф<sub>2</sub> (поверхность доюрских образований) поднятие в плане представляет собой антиклинальную складку с тремя куполами, располагающимися по оси северо-восточного направления. Структура разбита двумя сериями разрывных нарушений: одна – северо-западного направления, другая – северо-восточного. Разломы северо-восточного направления имеют неотектоническую природу, они заложены в альпийскую эру тектонической активности. Эти разломы секут весь чехол и картируются на структурных поверхностях по кровле пласта А<sub>1</sub> и кровле покурской свиты.

Тектонические нарушения северо-западного направления секут горизонт П<sup>а</sup> без разрыва осей синфазности. Это разломы древнего заложения, формирование их происходило в доюрское и юрское время.

Наиболее полно и достоверно структурный план Ломового поднятия представлен по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты). В пределах изогипсы -2600м выделяется три купола, расположенные вдоль простирания сводовой части в северо-восточном направлении, из которых центральный и северо-восточный куполы более крупные, а юго-западный – небольшая. Разрывные нарушения по горизонту Па не выделяются.

Сопоставление структурных планов по различным отражающим горизонтам показывает полное структурно соответствие, на фоне которого наблюдается постепенное выполаживание структуры от нижних горизонтов к верхним с уменьшением амплитуды и углов падения крыльев. Структурные карты по продуктивным пластам, залегающим непосредственно под баженовской свитой, к подошве которой приурочен отражающий горизонт Па, в общем соответствует структурной схеме этого горизонта.

## 2.3 Нефтеносность

Ломовое нефтяное месторождение в соответствии с принятой схемой районирования относится к Колтогорскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В непосредственной близости от Ломового месторождения открыто большое количество нефтяных месторождений: Грушевое, Столбовое, Озерное, Катыльгинское, Западно-Катыльгинское и другие.[17]

В соответствии с действующей классификацией запасов УВ месторождение относится к группе средних, по сложности геологического строения – к очень сложным.

По данным бурения и сейсмическим исследованиям район работ имеет сложное геологическое строение. На изучаемой территории в рамках продуктивного разреза (пласты горизонта Ю<sub>1</sub>) принята дизъюнктивная блоковая структурно-тектоническая модель, в пределах которой распространены как амплитудные структурные нарушения – разломы с разрывом сплошности пород, по которым произошло смещение участков земной коры, и безамплитудные, когда разрыва сплошности не происходит, и породы реагируют на тектонические напряжения как пластичные тела.

На Ломовом месторождении нефтеносными являются пласты Ю<sup>0</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>3</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>4</sup><sub>1</sub> горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты верхней юры. При этом основными продуктивными пластами являются Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, залегающий в верхней, надугольной толще горизонта Ю<sub>1</sub>. Остальные пласты менее значительны.

В ходе разработки месторождения, повторных подсчётах запасов месторождения были выявлены изменения ВНК, связанные с обоснованием блоковой модели месторождения, объясняющей существенные колебания ВНК в пределах продуктивных пластов. Залежи УВ приурочены к трем самостоятельным гидродинамически изолированным (на первоначальное состояние) блокам (Рис. 2.4). Выделение блоков основано на анализе структурно-тектонической модели района работ, фактических скважинных данных, анализе фильтрационно-емкостных и физико-химических свойств.

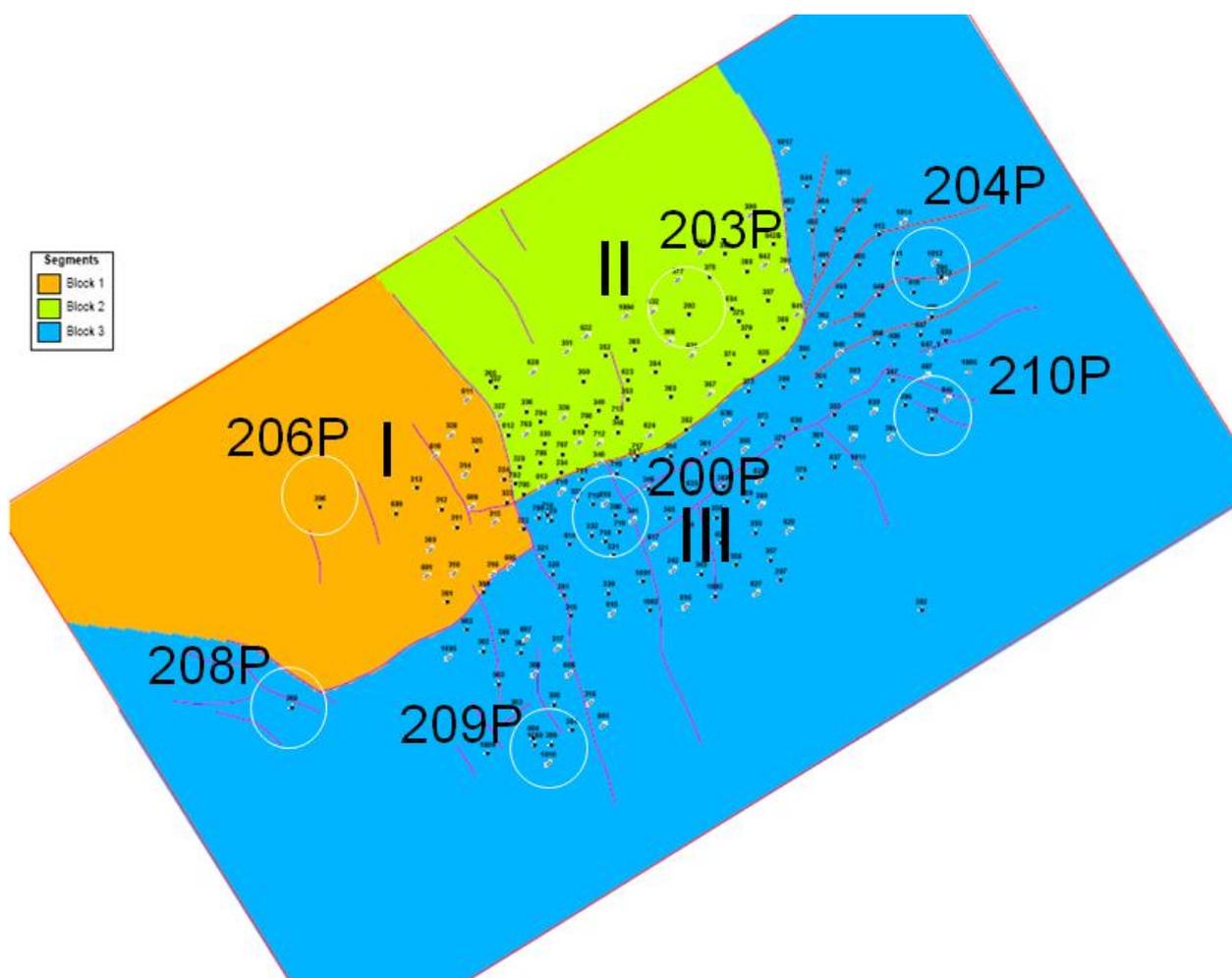


Рис. 2.4 Блоковая модель пластов горизонта Ю<sub>1</sub> Ломового месторождения

### Объект Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>

В структурном плане залежь объекта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>, включающая в себя пласты (пачки) Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, представляет собой линейно-вытянутую антиклинальную складку северо-восточного простирания с размерами 10,5 x 6,1 км, осложненную тектоническими нарушениями. Характеристика залежей представлена отдельно по площадям в таблице 1.2. От пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> отделяется условно глинисто-алевролитовой перемычкой, толщина которой изменяется от 0,6 до 10 м и в среднем равна 5 м. Четкой закономерности в распределении толщин межпластовых глин не наблюдается. Единые коллекторские свойства, положение ВНК, петрофизические зависимости, гидродинамическая связность (мощность глинистой перемычки не менее 1 м), и ведение их совместной разработки, позволило выполнить объединение пластов в единый подсчетный объект Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>.

В подсчете запасов 2015г., принята блоковая модель единого подсчетного объекта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> Ломового месторождения. В соответствии с представлением о блоковом строении, залежи объекта приурочены к самостоятельным блокам с независимыми уровнями ВНК.

Нефтяная залежь блока № 1 (I) выделяется в районе скв. №№ 206P-600-301-316-322-323-324-611 и находится на юго-западном крыле антиклинальной

складки. Залежь имеет изрезанный контур с заливообразным понижением структуры в районе скважин № 601 и № 610. Залежь вскрыта 19 наклонно-направленными скважинами. При обосновании ВНК использовались скважины, имеющие ствол, близкий к вертикальному (предпочтительно с удлинением <50 м), и скважины с гироскопом. Две скважины (№ № 610,326) вскрыли водонефтяную зону, одна (скв. № 206Р) оказалась за контуром залежи в водонасыщенной части пласта, остальные вскрыли чисто нефтяную зону.

По блоку I, водонефтяной контакт принят на середине расстояния между подошвой нефтенасыщенного коллектора в скв. № 300 и кровлей водонасыщенного коллектора в скв. №326 на а.о. -2612 м. В остальных же, близких к вертикальным, скважинах №№ 324, 323 и скважинах с гироскопом нефтенасыщенный разрез зафиксирован на 10-30 м выше.

Размеры залежи составляют 2,8 x 2,3 км, высота – 62 м. По типу залежь пластовая, сводовая, тектонически ограниченная с северо-востока, востока, юга и юго-востока, литологически ограниченная с юго-запада.

Залежь блока № 2 (II) по сравнению с блоком № 1 находится гипсометрически ниже (до 20 м). Залежь представляет собой моноклираль, приуроченную к северо-западному крылу антиклинальной складки. Залежь выделяется в районе скважин №№ 205Р-327-702-705-613-712-624-635-641-391-390-633-351.

Контур нефтеносности принят условно на а.о. -2635 м (+/- 5 м) – как середина между подошвой нефтенасыщенного коллектора (по ГИС) в скважине № 351 и кровлей водонасыщенного коллектора в скважине № 377.

Размеры залежи блока II 5,3 x 2,3 км. Высота залежи в блоке № 2 достигает 144 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически ограниченная с южной, западной, восточной и северо-восточной стороны.

### **Свойства и состав пластовых флюидов**

Ломовое месторождение достаточно хорошо изучено как глубинными, так и поверхностными пробами нефти. На момент подсчета запасов 2014 года на месторождении было отобрано и исследовано 52 глубинных пробы нефти из

27 скважин и 174 поверхностных и разгазированных проб нефти из 102 скважин. С 1992 года до 2014 года на месторождении было выполнено 119 замеров газового фактора на устье 56 скважин. После подсчета запасов и по состоянию на 01.01.2017 года на месторождении отбор и исследования глубинных и поверхностных проб нефти не проводились и только выполнено 16 промысловых замеров газового фактора на устье 12 скважин.

Исследовательские работы по анализу глубинных и поверхностных проб нефти и газа были выполнены в лабораториях СибНИИНП (Тюмень), Главтюменьгеология (Тюмень), ОАО «ТомскНИПИнефть, ТПУ (Томск), ЦНИПР (г. Стрежевой). Все работы выполнены с учётом требований отраслевого стандарта ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

При подсчете запасов 2014 года было принято рассматривать пласт Ю11+2 как единый объект, так как достаточно большое количество проб как поверхностных, так и глубинных было отобрано из совместно эксплуатируемых пластов Ю11+Ю12. По результатам сейсмоки на Ломовом месторождении выделено три блока. Третий блок отмечен гипсометрически приподнятыми зонами в районе скважин № 625, № 400 и № 401.

Первый блок охарактеризован двумя глубинными пробами из скважины № 325. Полученные значения газосодержания в пробах более чем в 2 раза отличаются друг от друга. Вероятно, пробы отобраны в зоне разгазирования, в одной пробе прихвачен свободный газ, в другой при отборе потеряны легкие углеводороды. Это хорошо видно по составу и плотности выделившегося газа. При подсчете запасов было рекомендовано, эти пробы забраковать.

Второй блок охарактеризован 19 глубинными пробами из 10 скважин. Полученные значения газосодержания по площади блока изменяются в диапазоне 93,9 м<sup>3</sup>/т до 160,3 м<sup>3</sup>/т.

Третий блок охарактеризован 24 глубинными пробами нефти из 13 скважин. Газосодержание по пробам изменяется в довольно широком диапазоне: от 183,9 м<sup>3</sup>/т до 647,8 м<sup>3</sup>/т.

Для выяснения причин такого большого разброса значений газового фактора при подсчете запасов 2014 года были построены графики зависимости этого параметра с глубиной по каждому блоку. Обнаружено, что во втором блоке тренд изменения газосодержания с глубиной не прослеживается. В третьем блоке тренд прослеживается, и только высокие значения газосодержания проб нефти из скважины № 625 выпадают из общего тренда. Скважина находится в гипсометрически приподнятой зоне. Вероятно, в этих пробах прихвачен лишний газ. Эти пробы было рекомендовано забраковать.

Для определения параметров пластовых флюидов в продуктивном пласте Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup> первого и второго блока было проведено усреднение фактического материала по результатам исследования качественных глубинных проб нефти. Параметры пластовой нефти (плотность, вязкость, объемный коэффициент), определенные при исследовании глубинных проб нефти при давлении ниже начального пластового давления, были скорректированы, используя программный комплекс PVTi. Поскольку основной массив данных по результатам исследования глубинных проб нефти был получен в период 1992- 1993 г., то, используя программный комплекс PVTi, был выполнен расчет ступенчатой сепарации на текущие промысловые условия подготовки нефти.

Для пласта Ю<sup>1-2</sup> блока № 3 также было проведено усреднение кондиционного материала по составу и свойствам пластовой и разгазированной нефти и газа. Ступенчатая сепарация пластовой нефти также была рассчитана в программном комплексе PVTi на текущие промысловые условия

Таблица 3 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов Львовского месторождения

№ п /	Параметры	Размерность	Ю 1 1 + 2	Ю1 3+4	Ю1
1	Средняя глубина залегания кровли	м	2733	2757	2733
2	Абсолютная отметка ВНК	м	I-2612 м II-2635 м III-2570 м	I-2612 м II-2635 м III-2570 м	-
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-	-	-
4	Абсолютная отметка ГВК	м	-	-	-
5	Тип залежи		пластовая, сводовая, тектонически и литологически ограниченная		
6	Тип коллектора		терригенный, поровый		
7	Площадь нефтегазоносности	тыс.м <sup>2</sup>	52057	34503	55501
8	Средняя общая толщина	м	13,8	9,5	29,8
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	6,7	5,3	10,2
10	Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-	-	-
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	5,1	4,4	6,5
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16	0,14	0,15
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,59	0,50	0,56
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,44	0,42	0,43
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,57	0,49	0,54
16	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-	-
17	Проницаемость (ГДИС)	мкм <sup>2</sup>	0,0113	0,0134	0,0133
18	Коэффициент песчаности	доли ед.	0,56	0,68	0,43
19	Расчлененность	ед.	3	3	5
20	Начальная пластовая температура	оС	104	106	105
21	Начальное пластовое давление	МПа	27,4	27,4	27,4
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,38	0,62	0,45
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,649	0,675	0,657
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,819	0,823	0,82
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,558	1,393	1,511
26	Содержание серы в нефти	%	0,38	0,32	0,36
27	Содержание парафина в нефти	%	1,8	1,34	1,6
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	13,8	13	13,9
29	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	188	113	110-249
30	Давление начала конденсации	МПа	-	-	-
31	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см <sup>3</sup>	-	-	-
32	Вязкость конденсата в стандартных условиях	мПа*с	-	-	-

33	Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе (C5+)	г/м <sup>3</sup>	-	-	-
34	Содержание сероводорода	%	-	-	-
35	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа*с	-	-	-
36	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м <sup>3</sup>	-	-	-
37	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	-	-	-
38	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,3	0,3	0,3
39	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,023	1,023	1,023

Выделение в разрезах скважин васюганской свиты горизонта Ю<sub>1</sub> залегающего в верхней части свиты, не представляет сложности, т.к. морские и прибрежно-морские отложения свиты имеют свои характерные особенности, отличающие эти отложения от нижезалегающей толщи континентальных отложений тюменской свиты и от вышезалегающей толщи глубоководных морских битуминозных отложений баженовской свиты, являющееся четким региональных репером в разрезах глубоких скважин.

Горизонт Ю<sub>1</sub> является сложным геологическим объектом как по своему литологическому строению, так и по фациальной характеристике составляющих его пластов. Горизонт подразделяется, как и на остальной территории западных и центральных районов Томской области, на две толщи: нижнюю - подугольную и верхнюю – надугольную.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, залегающий в кровле горизонта Ю<sub>1</sub> непосредственно под баженовской свиты, выделяется лишь в северной части месторождения. Он сложен мелкозернистыми песчаниками, сильно заглинизированными и известковистыми. Как коллектор имеет локальное распространение только в районе 203 скважины.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> имеет более широкое распространение. Он сложен обычно одним песчаным пластом толщиной 2-6 метра, но иногда он сложен двумя и более прослоями общей толщиной 10-11 метров.

В пределах месторождения выделено пять наиболее характерных типов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Наиболее распространённым является первый тип: пласт сравнительно однородными, монолитный, хорошо проницаемый почти по всей толщине. Данный тип распространен на значительной части месторождения, составляющей более половины его площади. Зона распространения этого типа широкой полосой проходит по южному, юго-восточному и северному склонам структуры, а также выделяется в виде рукавообразного участка в юго-западной части месторождения.

Второй тип разреза в отличие от первого характеризует пласт как менее однородное тело, хотя монолитность пласта сохраняется. Пласт уплотнен в кровле и подошве. Участки распространения этого типа разреза отмечаются в крайних северо-восточной и юго-западной частях месторождений, а также в виде небольших «островков» в центральной части.

Третий тип разреза характеризуется слабо проницаемый, однородный пласт толщиной обычно до 3-4 метров. В основном данный тип распространен в центральной части месторождения.

Сравнительно реже встречается четвертый тип. Это – неоднородный пласт, имеющий в своем составе несколько песчаных прослоев различной плотности и проницаемости, разделенных глинисто-алевролитовыми плотными перемычками. Общая толщина пласт иногда достигает 6-8 метров. Этот тип разреза выделяется в виде небольших участков в западной и юго-западной частях месторождения.

Пятый тип разреза характеризует наименее выраженную как коллектор разновидность пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. К нему относится слабо развитый и значительно заглинизированный пласт.

Таким образом, из анализа строения пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> видно, что на значительной части месторождения распространён три типов разреза, т. е. наиболее благоприятные в отношении коллекторов. Они располагаются в центральной части месторождения, а также на южных склонах и в западной части.

Основным продуктивным пластом является пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Это наиболее мощный и выдержанный в пределах всего месторождения пласт. Он сложен песчаниками от мелко-до крупнозернистых, слабосцементированными, но иногда повышенной крепости за счет глинистости и карбонатности. Общая толща пласта составляет 3.6-11.6 метров. Чаще всего это один монолитный пласт, но иногда он сложен двумя и более пластами, разделенными плотными прослоями. Эффективная толщина пласта, так же, как и нефтенасыщенная, колеблется в пределах 2-11.2 метра.

В пределах месторождения выделяется семи типов разреза. Первый тип является наиболее распространённым. К нему относится пласт, наиболее благоприятный как коллектор. Это однородный, монолитный, хорошо проницаемый пласт. Этот тип развит на месторождении повсеместно.

Второй тип разреза является частной разновидностью первого, встречается редко. Он характеризуется почти теми же значениями параметров, что и первый тип, но отличается от него тем, что в нижней части пласт появляется плотный глинистый прослой толщиной 1-2 метра. Это явление встречается в северо-восточной части.

Остальные типы разреза носят подчиненный характер и имеют весьма ограниченные участки распространения. Так, третий тип отмечается лишь в юго-западной части залежи. Он характеризуется как однородный, но менее проницаемый в виду повышенной глинистости.

Четвёртый тип разреза характеризуется пласт как неоднородную систему, имеющую в своём составе ряд песчаных прослоев толщиной 1-4 м, разделенных плотными прослоями (1-2 метра), выделяется на юге и юго-западе месторождения.

Пятый, шестой и седьмой тип относятся к наименее благоприятным в отношении коллекторов разрезам. Все они характеризуются высокой степенью глинистости и неоднородности.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в сравнении с вышележащими пластами менее выразительный, маломощный (иногда отсутствует). Пласт залегает под

углистым прослоем или же в его нижней части, когда под ним отмечается небольшой пропласток угля или углистого аргиллита

Самый нижний пласт Ю<sup>4</sup><sub>1</sub> является продуктивным в центральной части месторождения, но выделяется по всей его площади. Это наиболее неоднородный пласт, сложенный серией песчаных пластов различной толщины с прослоями алевролитов и аргиллитов.

Ломовое нефтяное месторождение расположено в Колтогорском нефтегазоносном районе. Колтогорский нефтегазоносный район находится в северо-западной части Томской области; в тектоническом плане приурочен к Колтогорскому мегапрогибу.

Продуктивными в пределах района являются отложения васюганской свиты верхней юры.

Пласт Ю<sup>0</sup><sub>1</sub> как коллектор прослеживается в северной части месторождения в районе скважин 203, 377, 378, 632 и 633. При отдельном опробовании его в скважине 377 получен незначительный приток нефти. В скважине 203 пласт Ю<sup>0</sup><sub>1</sub> имеет нефтенасыщенную толщину, равную 1.2 метра; при совместном опробовании его с пластом Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> получен приток нефти дебитом 58.5 м<sup>3</sup>/сутки. В скважинах 204, 205, 206 в интервале пласта отмечены нефтепроявления в керне, однако по геофизическим и лабораторным данным коллектор не выделяется.

Пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> развит в пределах всего месторождения, за исключением скважин 206, 208. Максимальные нефтенасыщенные толщины пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> отмечаются в северной и юго-западных частях месторождения (скважины 327, 336, 337, 606), где они достигают 5.4-6.8 метров. В центральной и восточной частях нефтенасыщенная толщина пластов, в среднем, составляет 2 метра.

Раздельно пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> опробован в северной, южной и юго-восточной частях месторождения. При опробовании разведочных скважин, расположенных, в основном, в периферийных частях месторождения, максимальный дебит нефти составил 7.6 м<sup>3</sup>/сутки. Наибольшая продуктивность скважин отмечает в юго-западной части месторождения. Содержание в продукции скважины пластовой воды незначительное. ВНК вскрыт в северной части месторождения в скважине 337 на абсолютной отметке -2631 метров. В остальных частях условный уровень раздела нефть-вода контролируется подошва нефтенасыщенной части пласта и кровлей его водоносной части и является наклонной. Нефть данного пласта пластовая, сводовая, литологически экранированная, её высота 200 метров.

Пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> как коллектор распространён повсеместно за исключением скважины 208. Максимальные нефтенасыщенные толщины (6-10 м) прослеживаются в центральной части залежи, в западной и восточной частях они уменьшаются до 1-2 м. При опробовании разведочных скважин из пласта Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> получены притоки нефти дебитами 8,8 м<sup>3</sup>/сутки. В скважине 207 и 210 получены притоки пластовой воды.

В эксплуатационных скважинах выполнен большой объём раздельного исследования пласта практически по всей площади месторождения. Дебиты

нефти изменялись от 3,4 до 84,7 т/сут. Наиболее продуктивные скважины пробурены в центральной части месторождения. Содержания воды, в основном, не превышает 3%

ВНК вскрыт в южной части месторождения в скважине 357 на абсолютной отметке -2568 метров.

В северо-западной части месторождения контур нефтеносности проводится на а.о. -2610 м, в северной до а.о. -2637 м. В орайоне скважины 626 отмеается подъем контура нефтеносности до а.о -2581 м. Далее его положение определяется абсолютной отметкой подошвы чисто нефтяной зоны в скажине 257. Залежь нефти данного пласта пластовая, сводовая, литологически экранированная, ее высота 170 метров.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> имеет ограниченное распространение. Как коллектор вскрыт, в основном, в западной части структуры. Его максимальная нефтенасыщенная толщина равна 3,3 м (скважина 316).

При опробовании его в разведочных скважинах 201 и 206 получены притоки дебитами, соответственно, 19,6 м<sup>3</sup>/сутки. В скважине 203 пласт нефтеносный по геофизическим данным. В эксплуатационных скважинах пласт опробован в незначительном объёме совместно с другими пластами в центральной, юго-западной частях месторождения. ВНК в данном пласте не вскрыт. Залежь нефти пластовая, сводовая, литологически экранированная.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> вскрыт на всей площади месторождения, за исключением района шести скважин, пробуренных в центральной части структуры. Эффективные толщины изменяются от 0 до 13,4 метров. Максимальное значение нефтенасыщенной толщины равно 10,6 м (скважины 396). Средняя нефтенасыщенная толщина, равная 6 м. Распространена довольно равномерно по площади, уменьшение эффективной толщины до 2 метров наблюдается в западной, южной и восточной периферийных частях структуры.

Раздельно опробован в центральной и северо-восточной частях в скважинах 340, 375 380, получены притоки нефти с дебитами 15,3 м<sup>3</sup>/сут. Содержание воды незначительное. В скважине 208 при опробовании его совместно с пластом Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> имеющим незначительную скважину, получен приток нефти дебитом 38 м<sup>3</sup>/сут.

### 3. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Геофизические методы исследования в скважинах Ломового месторождения представлены следующим комплексом исследований:

- Стандартный каротаж с ПС
- Боковое каротажное зондирование;
- Боковой каротаж;
- Индукционный каротаж;
- Микрозонирование;
- Резистивиметрия;
- Кавернометрия;
- Термометрия;
- Радиоактивные методы (ГК, НКт);
- Инклинометрия;

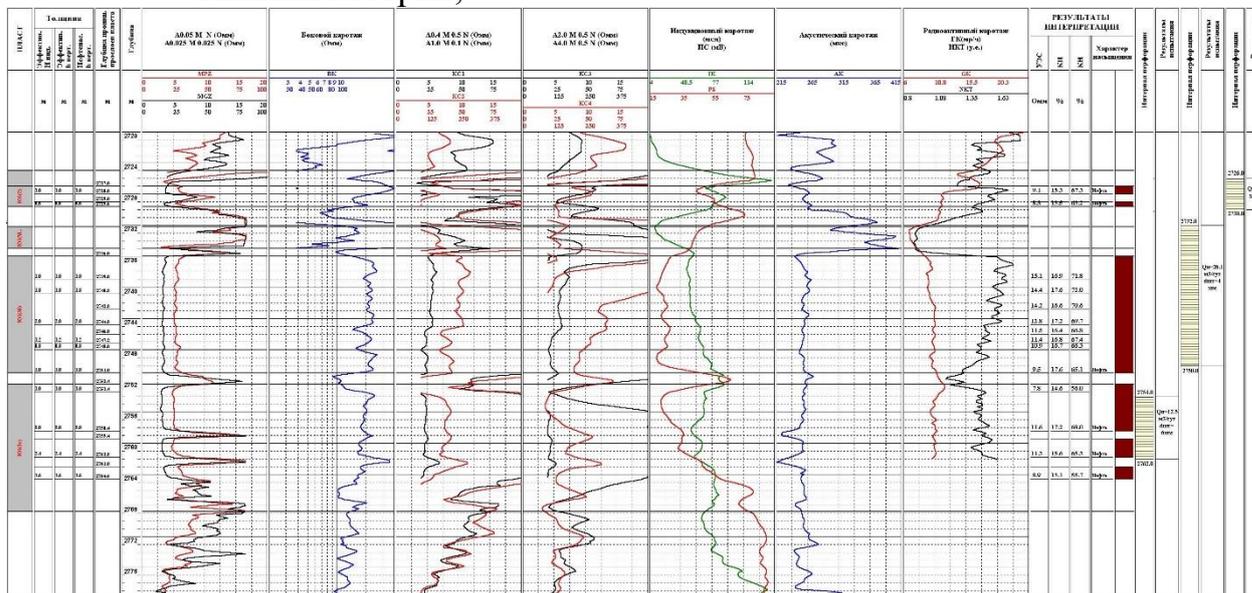


Рис. 3.1. Каротажная диаграмма Ломового месторождения

*Стандартный каротаж* предназначен для литологического расчленения и корреляции разрезов скважин. Исследования проводились подошвенным и кровельным градиент-зондами размером  $AO=2,25$ , потенциал-зондами  $A0,5M6,0N$  и  $N11,0M0,5A$  с одновременной записью кривой потенциала собственной поляризации (ПС). Регистрация диаграмм проводилась в масштабе 1:500 и 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления равен 2,5 Ом/см, кривой ПС-12,5 мВ/см. Скорость регистрации до 2500 м/ч.

*Боковое электрическое зондирование* проводилось комплексом подошвенных градиент-зондов:  $A0.4M0.1N$ ,  $A1.0M0.1N$ ,  $A2.0M0.5N$ ,  $A4.0M0.5N$ ,  $A8.0M1.0N$ , и использовалось для выделения пород-коллекторов, определения характера насыщения (определение УЭС пластов-коллекторов), параметров зоны проникновения и неизменной части пласта. Масштаб записи глубин 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2,5 Ом/см. Скорость регистрации 2500 – 3000 м/ч.

*Боковой каротаж* проводился с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, уточнения эффективных толщин, определения сопротивления зоны проникновения и неизменной части пласта в комплексе с БКЗ и ИК. Масштаб записи кривой сопротивления 2,5 Ом/см в линейном масштабе, в логарифмическом масштабе с модулем 6,25. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2500-3000 м/ч.

Индукционный каротаж проводился в интервале БКЗ и является основным методом при определении удельного электрического сопротивления пород-коллекторов ограниченной мощности (<4,5 м), используется для определения характера насыщения, положения водонефтяного контакта. Масштаб записи кривой проводимости – 25 мСм/см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2000-3000 м/ч.

*Микрозондирование* проводилось в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых интервалов и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов. Запись производилась микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М одновременно. Скорость регистрации до 1200 м/ч. Масштаб записи кривых 2,5 Ом/см.

*Микробоковой каротаж* проводился с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, для выделения и уточнения границ пластов. В комплексе с методом БК используется для выделения продуктивных пластов. Масштаб записи кривой 2,5 Ом/см. Масштаб записи глубин 1:200. Скорость регистрации до 1000 м/ч.

*Радиоактивный каротаж* включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК или НКТ). Проводился для литологического расчленения разрезов скважин, корреляции, выделения коллекторов. Масштаб записи ГК – 0,5 мкр/ч/см, НГК – 0,1 у.е./см, для НКТ – 0,1 у.е./см. Масштаб записи 1:500 по всему стволу, 1:200 – в продуктивной части разреза.

*Кавернометрия* проводилась с целью определения диаметра скважины, выделения проницаемых пропластков, уточнения эффективных мощностей. Масштаб записи кривой DS – 2 см/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации 1000-1200 м/ч.

*Резистивиметрия* проводилась с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости ( $\rho_c$ ), которое использовалось при обработке БКЗ, ИК, БК. Масштаб записи кривой 1 Ом/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации до 3000 м/ч.

*Инклинометрия* проводилась с целью определения местоположения точки вскрытия пласта скважиной и для определения абсолютных отметок глубин пластов. Шаг измерения по глубине составляет 10 метров.

*Двойной электромагнитный каротаж* проводится в интервале БКЗ для выделения пластов коллекторов, детального расчленения разрезов скважин, определения УЭС и определения характера насыщения пластов.

*Термометрия* проводилась для определения температуры пласта и определения геотермического градиента. Масштаб записи глубин 1:500, 1:200.

Масштаб записи кривых 0,1-0,5 град/см, скорость регистрации не превышает 1000 м/ч.

Качество и полнота выполненного в открытом стволе комплекса ГИС Ломового месторождения позволяют с необходимой точностью проводить корреляцию разрезов скважин, определять подсчетные параметры и характер насыщения пластов, определять коллекторские свойства пластов, определять текущую и начальную нефтенасыщенность пласта. [3]

## 4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

### 4.1. Задачи геофизических исследований

Главными задачами, выполняемыми в процессе проектирования геофизического исследования эксплуатационной скважины, являются:

- Уточнение положения коллекторов и выделение эффективных мощностей;
- Распределение пластов по характеру насыщения пластовым флюидом: вода, нефть, газ;
- Дополнительная оценка фильтрационно-емкостных свойств пород, слагающих разрез;
- Уточнение уровня ВНК;
- Уточнение запасов.

### 4.2. Обоснование объекта исследования

В качестве объекта исследования на месторождении был выбран продуктивный горизонт Ю<sub>1</sub> (рисунок 5) васюганской свиты верхнеюрского возраста . Промышленные запасы нефти находятся в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

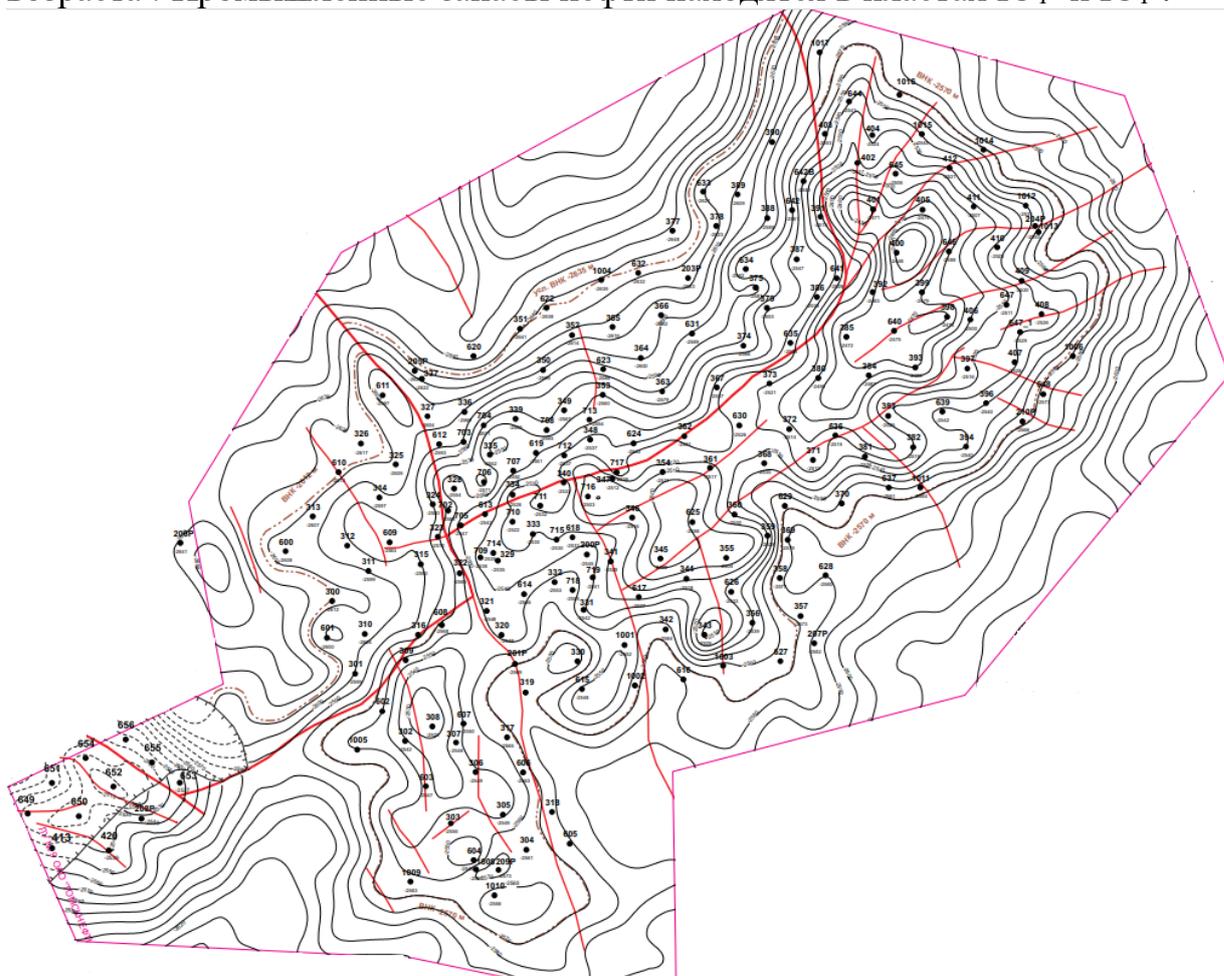


Рис.4.1. Структурная карта по подошве пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Ломового месторождения

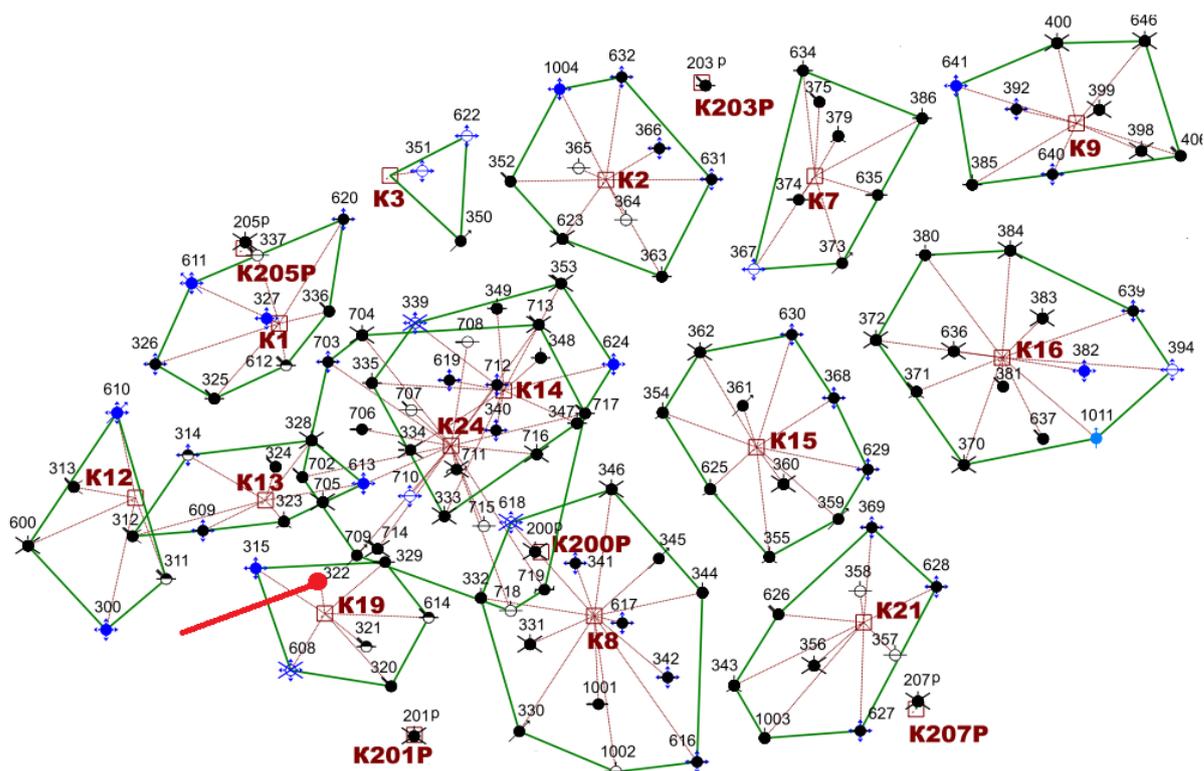


Рис.4.2 Схема разбуривания Ломового месторождения

Бурение горизонтальной скважины и проведение ГИС запроектировано из ствола вертикальной скважины №322 в юго-западной части месторождения с целью уточнения контур залежи, извлечения остаточных запасов нефти. Таким образом, в экономических целях, исключается задача бурения новой скважины, так как будет проведена зарезка бокового ствола из уже имеющейся скважины.

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

Комплекс геофизических исследований определяется исходя из задач, перечисленных выше.

Поставленные геологические задачи исходя из анализа результатов прошлых лет, можно решить с помощью следующих геофизических методов:

1. Стандартный каротаж (КС, ПС)
2. Боковое каротажное зондирование (БКЗ)
3. Боковой каротаж (БК)
4. Высоочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)
5. Резистивиметрия
6. Микрозондирование (МКЗ)
7. Индукционный каротаж (ИК)
8. Радиоактивный каротаж (ГК, ГГК-п)
9. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т)
10. Кавернометрия (КВ)

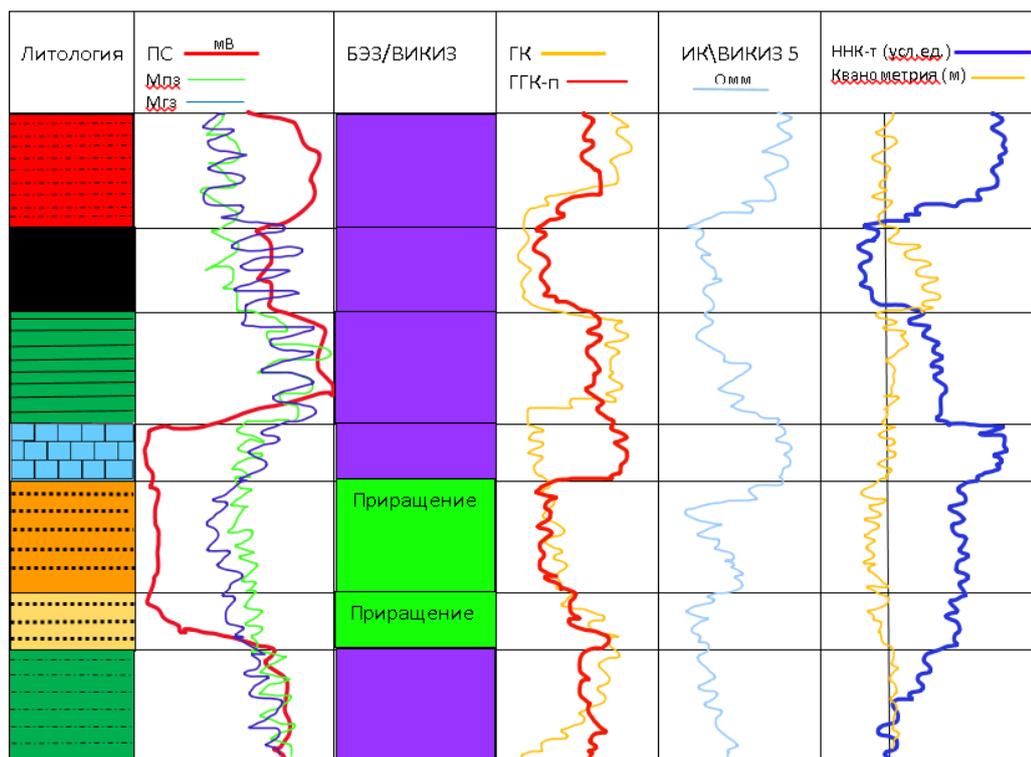


Рис.4.3 Априорная физико-геологическая модель

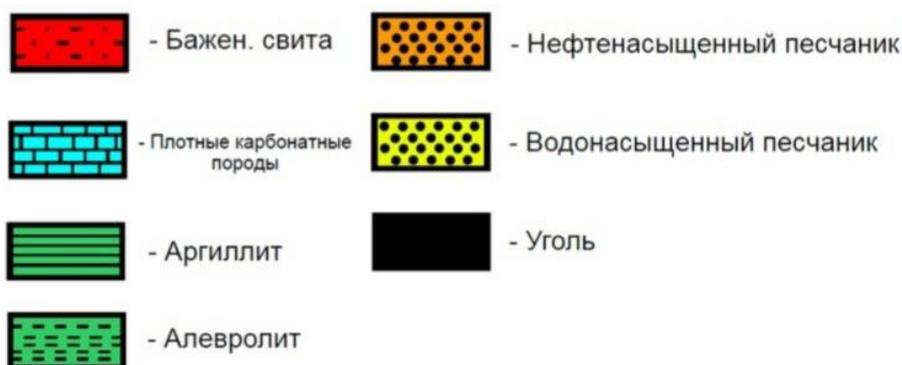


Рис.4.4 Условные обозначения к литологической колонке

Каждый из перечисленных методов

- Инклинометрия (определение траектории скважины);
- ГК (расчленение разреза, определение коэффициента глинистости);
- БК, ИК, МБК (расчленение разреза, выделение коллектора);
- ГГК-П (расчленение разреза, определение пористости);
- ННК (выделение коллектора, определение характера насыщения, определение Кп);
- АК (расчленение разреза, определение Кп).

## 5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

### 5.1 Методика проектных геофизических работ

Качество материалов ГИС оценивалось согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [3].

Геофизические исследования в скважинах будут проводиться по общепринятой схеме:

1. Эталонирование и настройка аппаратуры
2. Метрологическая поверка
3. Контроль и установка масштабов
4. Географические измерения, запись результатов
5. Обработка записей

На основании исследований проводятся стандартизация и наладка оборудования, а перед началом каротажа аппарата на скважине метрологически поверяется.

Регистрация ГИС будет осуществляться с помощью станции КЕДР-02. Станция обеспечивает прием и обработку информационных сигналов от скважинного оборудования.

Большая часть задач геофизического исследования в скважинах будет решаться с помощью *аппаратурно-методического комплекса (АМК) «МАГИС-2»* предназначенный для проведения геофизических исследований в бурящихся нефтегазовых скважинах полным набором методов ГИС в открытом стволе приборами на каротажном кабеле. [19]

Методы ГИС, реализованные в комплексе АМК «МАГИС-2»

- Индикатор нагрузки и резистивиметр в модуле телеметрии;
- Электрический каротаж БКЗ, БК, резистивиметр (жесткая коса), 2БК, многозондовый 5БК;
- Нейтронный каротаж - методы 2ННКт и НГК;
- Гамма-гамма плотностной каротаж - литоплотностной каротаж;
- Гамма-каротаж спектрометрический;
- Акустический каротаж - широкополосный каротаж с антенной из 8 приемников;
- Микрокаротаж - методы МБК, МКВ;
- Профилеметрия - 6 рычажный механический профилимер;
- Многозондовый индукционный каротаж (4 и 5 зондов),
- Потенциал самопроизвольной поляризации (ПС);
- Инклинометрия.

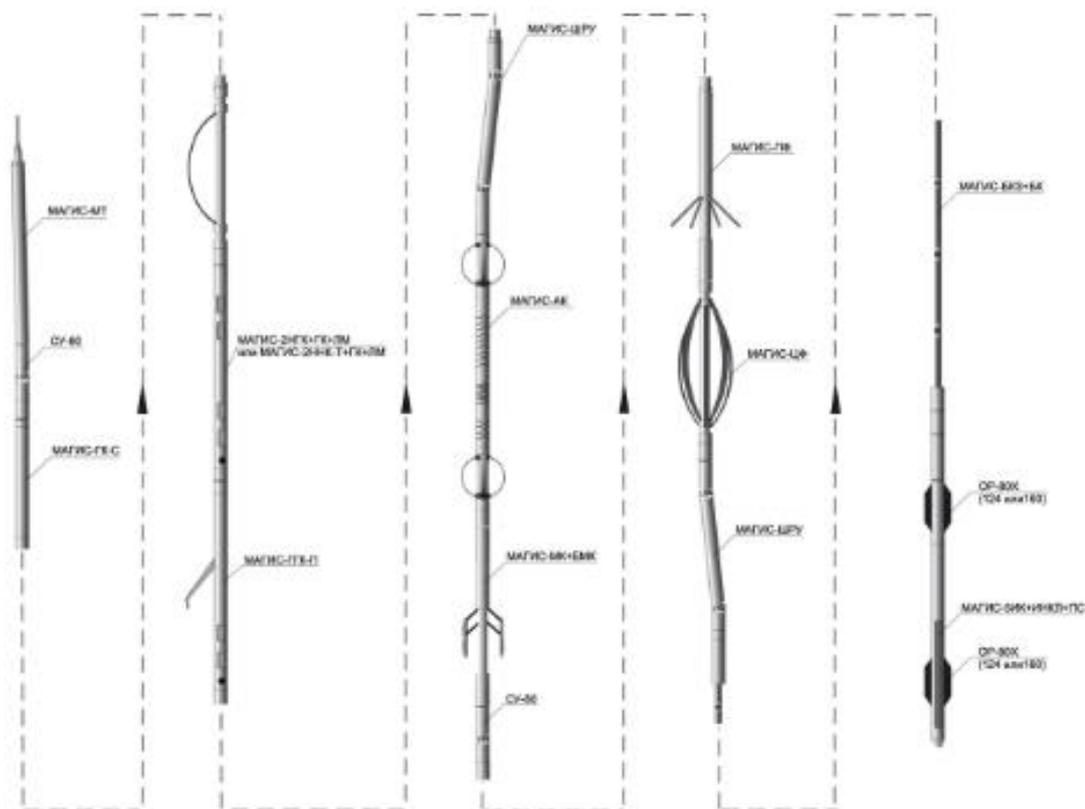


Рис. 5.1. Схема комплекса АМК «МАГИС-2»

Основным преимуществом комплекса является возможность одновременного проведения полного комплекса геофизических исследований в одинаковых скважинных условиях (однородный состав, одинаковые фильтрационные свойства бурового раствора) для оценки литологии и фильтрационно-емкостных свойств с помощью адаптивной телеметрии в любом виде каротажный кабель собирает и передает информацию о свойствах буровой породы.

Состав комплекса и физические параметры измерительного зонда оптимизированы для решения любой геолого-геофизической задачи при любом типе литологического профиля и любых физико-химических свойствах объекта исследования.

Исследования с помощью комплекса АМК "МАГИС-2" более экономичны, чем традиционные методы каротажа, сокращая время от установки оборудования до получения конечных результатов. Основным преимуществом комплекса является возможность проведения комплексных геофизических исследований в одних и тех же скважинных условиях (однородный состав, с одинаковыми фильтрационными характеристиками бурового раствора) за одну операцию спуска и подъема, с целью использования адаптивной технологии телеметрии для сбора и передачи информации о любом типе каротажного кабеля, оценки литология, фильтрационные и емкостные характеристики пробуренной породы

Состав комплекса и физические параметры измерительного зонда оптимизированы для решения любых геолого-геофизических задач при любом

типе литологического разреза и любых физико-химических свойствах исследуемого объекта.

Исследования с помощью комплекса АМК "МАГИС-2" более экономичны, чем традиционные методы каротажа, сокращая время от установки оборудования до получения конечных результатов.

Таблица 4. Технические характеристики

Наименование составной части	Наружный диаметр (диаметр проходной), мм	Длина в составе комплекса, мм	Масса, кг
Модуль МАГИС-МТ	80	1142	34
Модуль МАГИС-ИН	80	1985	60
Модуль МАГИС-БКЗ+БК	80	18500	280
Модуль МАГИС-БКЗ+2БК7/9	80	20700	300
Модуль МАГИС-5БК-73	73	8200	150
Модуль МАГИС-5БК-80	80	8200	150
Модуль МАГИС-5ИК+ИНКЛ+ПС	80	3775	55
Модуль МАГИС-ГК-С	80	1600	34
Модуль МАГИС-2ННК-Т+ГК+ЛМ	80	3116	82
Модуль МАГИС-НГК+ГК+ЛМ	80	3120	90
Модуль МАГИС-ГГК-П	80	2920	87
Модуль МАГИС-ГГК-ЛП	90	3200	112
Модуль МАГИС-АК	320,250 (80)	3890	85
Модуль МАГИС-МК+БМК	110	2470	80
Модуль МАГИС-МК+БМК(СФ)	110	2500	85
Модуль МАГИС-ПФ	80	2360	80
Модуль МАГИС-ПФ-6	80	2300	70
Центратор МАГИС-ЦФ	323 (80)	1040	30
Децентратор МАГИС-ДЦ	320, 270 (80)	1575	55

Шарнирное развязывающее устройство МАГИС-ШРУ	80	2357	40
Устройство стыковочное СУ-80М	80	430	16

Рабочие условия применения:

- Диапазон температуры окружающей среды рабочих условий применения от +5 до +120 °С.
- Максимальное рабочее гидростатическое давление в скважине 80 МПа
- Скорость каротажа при детальном исследовании не более 360 м/ч
- Диапазон удельного сопротивления промывочной жидкости от 0,05 до 5 Ом·м

## 5.2. Интерпретация геофизических данных

В общем и целом, проведенный комплекс геофизических исследований в горизонтальных скважинах позволяет проводить литологическое расчленение разреза скважин, выделять пласты-коллекторы, определять их характер насыщения, коллекторские свойства.

### Определение двойного разностного параметра ГК

Определение дГК проводилось по формуле 1:

$$дГК = (ГК - ГК_{мин}) / (ГК_{макс} - ГК_{мин}), \quad (1)$$

где  $ГК_{макс}$  - показания кривой ГК в куломзинской свите;

$ГК_{мин}$  - минимальное значение ГК против проницаемого пласта в изучаемой скважине;

ГК - показания кривой ГК в текущей скважине;

На Ломовом месторождении отсутствуют выдержанные интервалы коллекторов с низкой глинистостью, которые можно использовать в качестве опорных. Поэтому для расчета двойного разностного параметра ГК была выбрана скважина 408 - «В», в которой определялась статическая величина  $(ГК_{макс} - ГК_{мин}) = 11$ .  $ГК_{мин}$  определялось в опорной скважине в малоглинистом песчанике, соответствующем максимальной пористости по керновым исследованиям.

Двойной разностный параметр необходим для ввода поправки за глинистость при расчете пористости по НКТ, а также для выделения коллекторов в скважинах, пробуренных на полимерном растворе.

Граничное значение относительной амплитуды ГК определялось по формуле:  $\alpha_{ГК} = 1 - дГК$ .

### Определение граничного значения относительной амплитуды ГК.

Для выделения коллекторов в скважинах, пробуренных на полимерной промывочной жидкости, использовалось граничное значение относительной амплитуды ГК.

По вертикальным скважинам с микрозондами были сформированы выборки величин относительной амплитуды ГК по коллекторам и неколлекторам для пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. По данным выборкам построены кривые накопления для коллекторов и неколлекторов. В точке их пересечения определялось граничное значение  $\alpha_{ГКгр}$ .

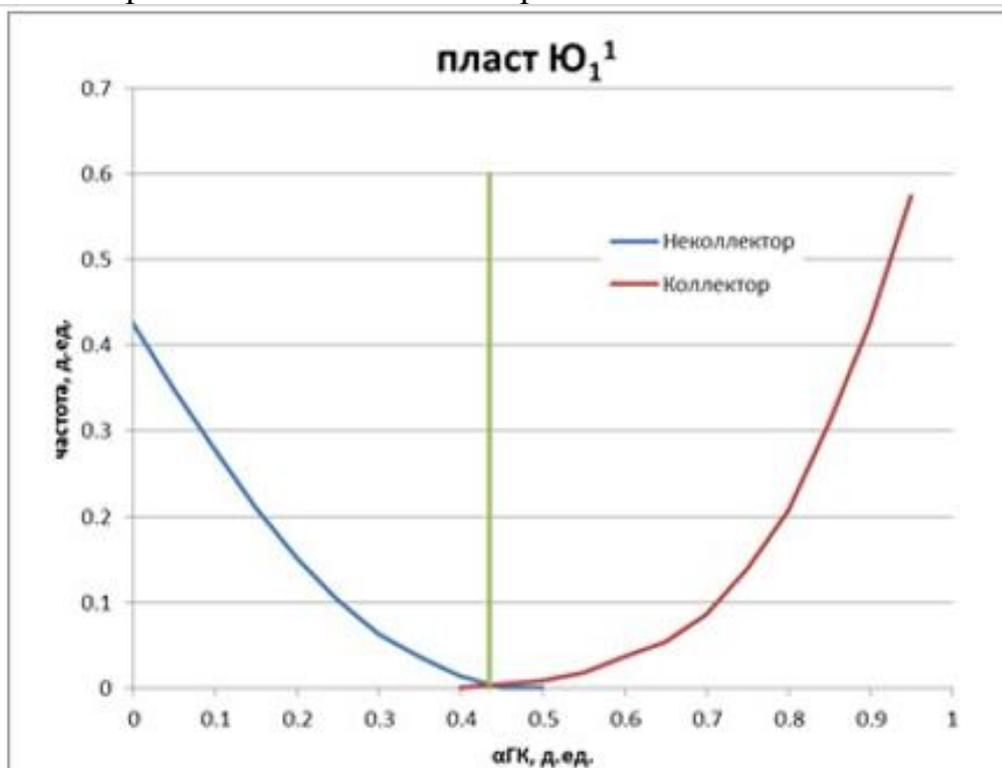


Рисунок 5.2. Определение  $\alpha_{ГКгр}$  для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ломового месторождения.

Граничное значение  $\alpha_{ГК}$  для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (рисунок 5.2) равно 0,43 д.е.

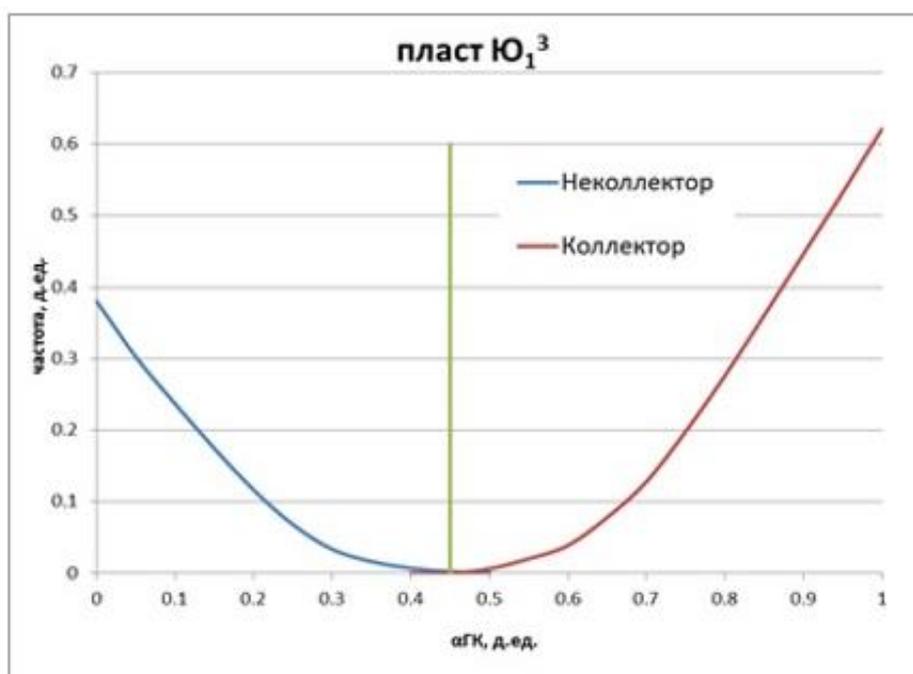


Рисунок 5.3. Определение  $\alpha_{ГКгр}$  для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Ломового месторождения.

Граничное значение  $\alpha$ ГК для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (рисунок 5.3) равно 0,45 д.е.

### Определение характера насыщения коллекторов

Основным методом определения характера насыщения коллекторов была принята методика граничных значений водонасыщенности, полученных по данным капилляриметрии по методике Бурдайна.

Используя значения  $K_{в}^{**}$ ,  $K_{вкр}$ ,  $K_{в}^*$ ,  $K_{во}$ , были построены зависимости  $K_{в}$ - $K_{п}$  (рисунок 5.4).

Критериями выделения зон по характеру насыщения:

- $K_{во} \leq K_{в} \leq K_{в}^*$  - нефть;
- $K_{в}^* < K_{в} \leq K_{вкр}$  – нефть с водой;
- $K_{вкр} < K_{в} \leq K_{в}^{**}$  - вода с нефтью;
- $K_{в} > K_{в}^{**}$  - вода.

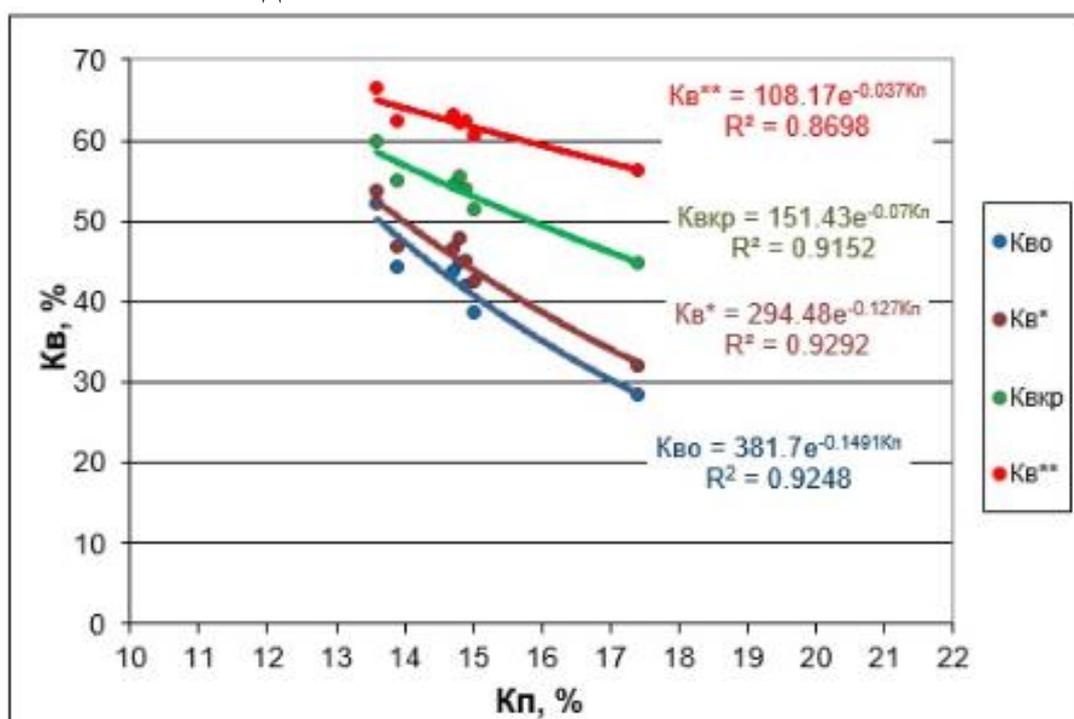


Рисунок 5.4. Граничные значения  $K_{в}$  для горизонта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ломового месторождения в ПЗ 2005 г.

Расчет глинистости проводился по формуле 2:

$$K_{гл} = 0,0793 * \alpha GK^{-1,59}. \quad (2)$$

### Определение удельного электрического сопротивления

Оценка УЭС проводилась по методу ВИКИЗ. УЭС определялось по значениям кривой 5 зонда с максимальной глубиной исследования. Качество индукционного каротажа проверялось по показаниям зонда А4М0.5N, путем сопоставления сопротивления по ИК и показаний зонда А4М0.5N на мощных непроницаемых глинистых разностях куломзинской свиты.

Для оценки качества определения сопротивления по индукционному каротажу, было построен график УЭС(БКЗ) и УЭС(ИК) (рисунок 5.5).

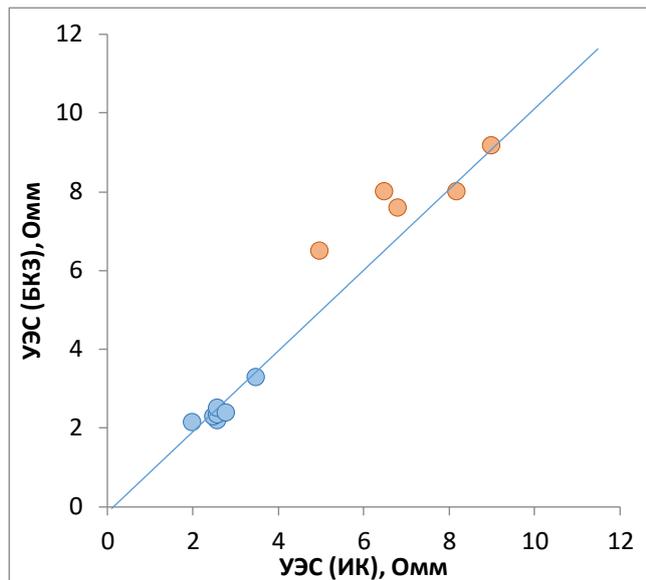


Рисунок 5.5. Сопоставление УЭС по БКЗ и по ИК Ломового месторождения.

Глубина проникновения фильтрата промывочной жидкости в продуктивные пласты не превышает (2-4)d, реже 6d, введение поправки за проникновение промывочной жидкости не требуется. В водонасыщенной части проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт составляет не менее (6–8)d. Точность оценки сопротивления зависит от величины зоны проникновения, в водонасыщенной части глубина проникновения больше, поэтому погрешность определения сопротивления будет увеличиваться.

### Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определялся по стандартной методике с использованием зависимостей «кern-кern»  $R_{п}=f(K_{п})$  и  $K_{в}=f(R_{н})$ , построенных по данным кернового материала (рисунок 5.6).

Для расчета параметра пористости использовалась следующая зависимость  $R_{п} = 2,5753/K_{п}^{1,1854}$ . (3)

Определение параметра насыщения по формуле 4:

$$R_{н} = \rho_{нп} / \rho_{вп}, \text{ где} \quad (4)$$

- $\rho_{вп}$  – сопротивление водонасыщенного пласта;
- $\rho_{нп}$  - сопротивление нефтенасыщенного пласта;
- $\rho_{вп} = R_{п} * \rho_{в}$ .

Зависимость  $R_{н}=f(K_{в})$  использовалась для расчета  $K_{в}$ :

$$R_{н} = 0,9991 * K_{в}^{-1,874}. \quad (5)$$

Минерализация пластовой воды – 38 г/л, сопротивление пластовой воды принято 0,069 Ом\*м.

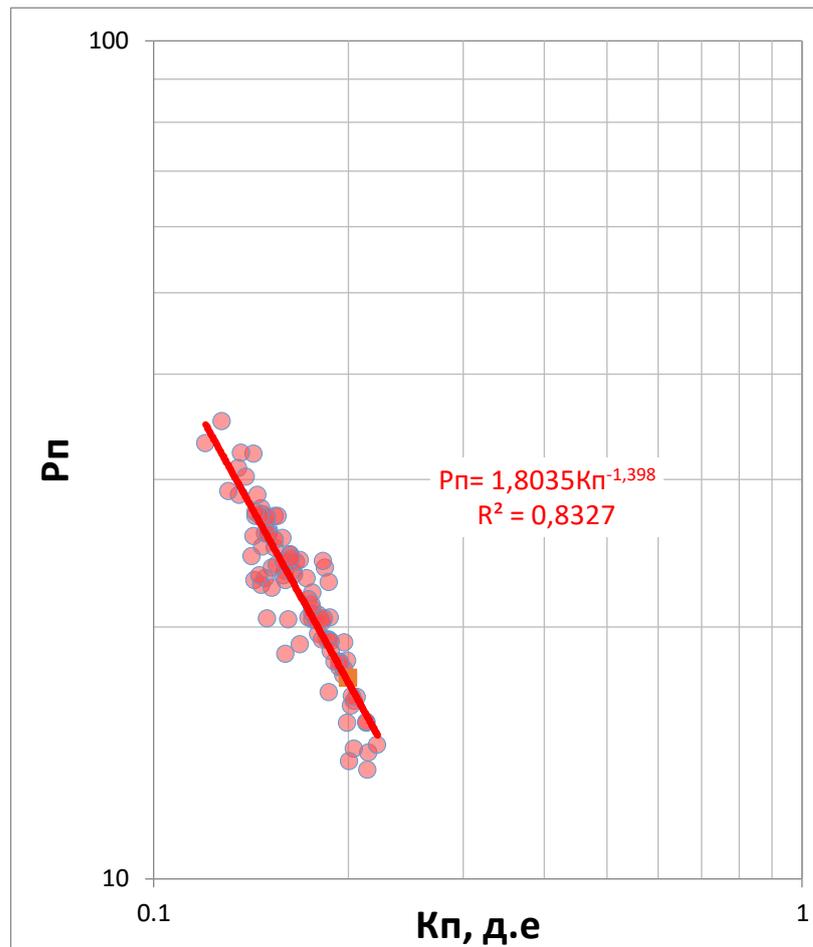


Рисунок 5.6. Зависимость  $P_{\text{п}}$  от  $K_{\text{п}}$  по горизонту  $\text{Ю}_1^1$  Ломового месторождения.

Расчет параметра пористости проводится по формуле:

$$P_{\text{п}} = 1,8035K_{\text{п}}^{-1,398}, \quad (6)$$

Определение параметра насыщения проводилось путем построения зависимости «кern-кern» (рисунок 5.7),  $R_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ .

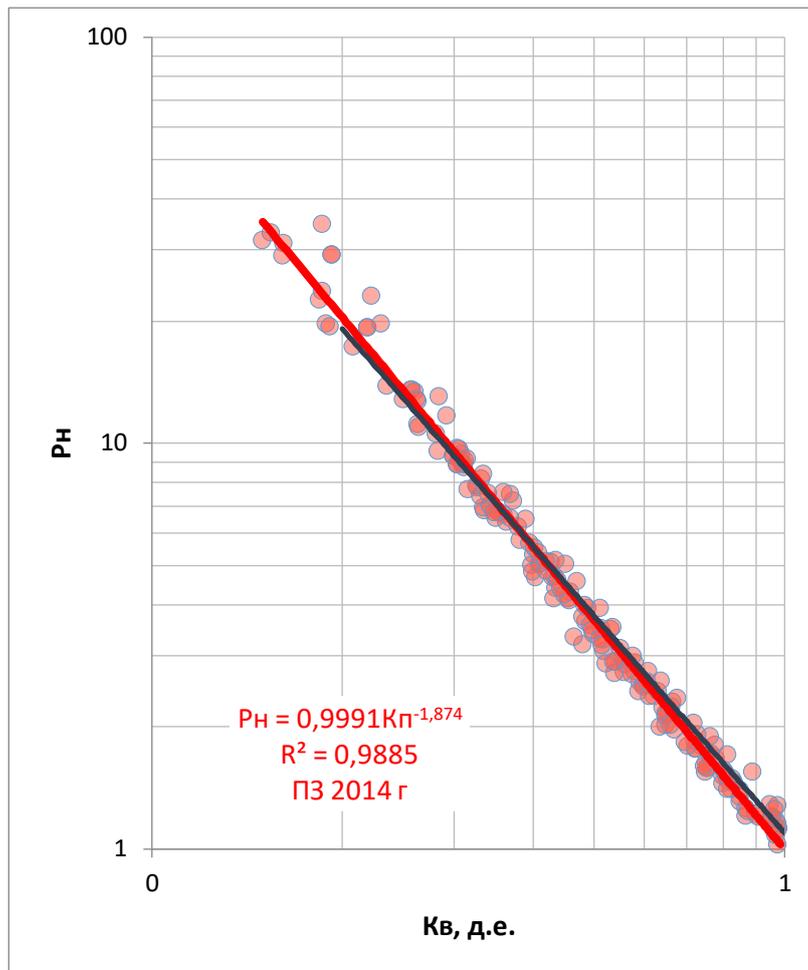


Рисунок 5.7. Зависимость  $P_n$  от  $K_v$  по горизонту  $Ю_1^1$  Ломового месторождения.

### Определение коэффициента проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости построена зависимость «кern-кern» (рисунок 5.8):

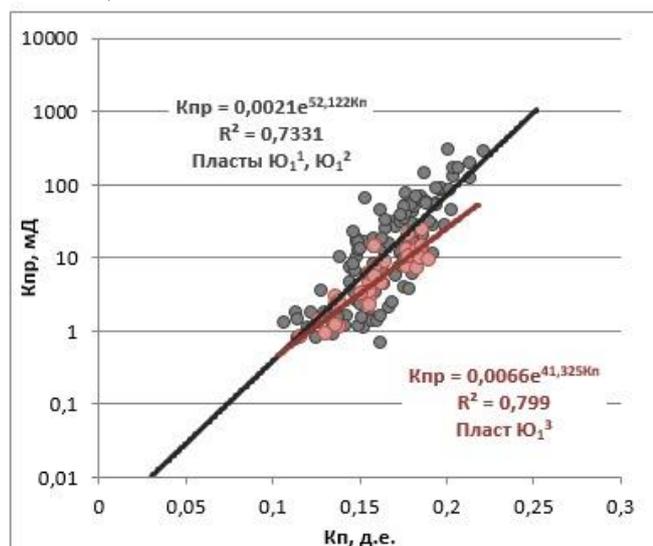


Рисунок 5.8. Зависимость «кern-кern»

## Выделение коллекторов

Выделение коллекторов проводилось по комплексу качественных и количественных признаков. Была проведена незначительная коррекция литологии по граничным значениям  $\alpha$ ГК, добавлены угли и карбонатные пропластки [17].

Качественные признаки при выделении поровых коллекторов обусловлены проникновением в пласт фильтра промывочной жидкости, вызывающим образование глинистой корки на стенках скважин и зоны проникновения против коллектора.

Прямыми качественными признаками коллектора по данным ГИС являются:

- наличие радиального градиента сопротивлений, установленного по данным каротажа электрического сопротивления (ВИКИЗ) разной глубины исследования.

Косвенным качественным признаком коллектора является низкая естественная радиоактивность пород.

В качестве количественного критерия выделения коллектора использовать граничные значения по  $\alpha$ ГК.

Корректировка литологии была проведена с использованием комплекса методов геофизических исследований совместно с качественными признаками литологических разностей.

Выделение глинистых пород проводилось по высоким значениям гамма каротажа (ГК) и отсутствию расхождения зондов метода ВИКИЗ.

Плотные породы выделяются повышенными значениями нейтронного каротажа, низкими значениями ГК, высокими значениями по ВИКИЗ.

Угли выделяются пониженными показаниями ННКт и ГК и высокими значениями по ВИКИЗ.

## **6. ПРИНЦИПЫ КЛАССИФИКАЦИИ И УЧЕТА ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ**

В классификации РФ 2005 группы и категории запасов и ресурсов нефти и газа выделяются на основе расчетов экономической эффективности, оценки степени промышленного освоения и определения достоверности геологической изученности залежи.

Критерием выделения групп запасов по экономической эффективности является величина чистого дисконтированного дохода, определяемого по прогнозируемым показателям разработки при фиксированных нормах дисконта.

Критерием выделения запасов по промышленной освоенности является степень промышленного освоения объекта.

Критериями выделения категорий запасов по геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

По степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения запасы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты подразделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету – промышленно значимые и непромышленные.

По промышленной освоенности выделяются запасы: добытые (накопленная добыча), разрабатываемые, разбуренные неразрабатываемые, неразбуренные, выявленные и оцененные, законсервированные.

На месторождениях и залежах с непромышленными запасами подсчитываются и учитываются только геологические запасы.

Выделение групп и категорий извлекаемых запасов зависит главным образом от объема и степени достоверности экономических и стоимостных показателей, первичных геолого-промысловых данных и результатов лабораторных исследований, имеющихся на дату подсчета, а также от качества интерпретации этих данных. Относительная степень освоенности залежи, достоверность классификационных признаков, вытекающих из объема и качества геолого-промысловой и лабораторной информации, определяют отнесение к определенной категории запасов.

Выделение групп ресурсов зависит от объема и качества региональных и площадных геолого-геофизических исследований, обоснованности принятых аналогий с эталонными участками, а так же от принятых экономических и стоимостных показателей.

Ресурсы нефти, газа и содержащиеся в них компоненты по степени экономической эффективности и возможности их промышленного освоения и использования подразделяются на две группы, подлежащие отдельной оценке и учету - рентабельные и неопределенно рентабельные.



Рис. 6.1.Схема классификации запасов и ресурсов нефти и газа

Критерием выделения ресурсов по экономической эффективности является показатель ожидаемой стоимости запасов (ОСЗ). ОСЗ - чистый дисконтированный доход от разработки запасов, которые прогнозируются по результатам будущих геологоразведочных работ (ГРР) с учетом вероятности открытия и затрат на проведение ГРР.

#### **Требования к выделению категории извлекаемых запасов нефти и газа**

- Категории извлекаемых запасов могут выделяться только в пределах отдельной залежи, промышленная продуктивность которой доказана;
- Залежь разрабатывается на основании проектного документа или на основе первичной геолого-инженерной информации и достаточно обоснованной аналогии достоверно доказано, что она может разрабатываться;
- По данным интерпретации геолого-геофизических и инженерных данных обоснованы геологическое строение, подсчетные параметры и степень неоднородности пласта;
- На основании общепринятых экономических расчетов доказана экономическая рентабельность извлечения запасов;
- Геолого-промысловые характеристики, подсчетные параметры и экономические показатели определены на основании достоверных данных, полученных на дату подсчета.

#### **Объекты подсчета запасов и ресурсов нефти и газа**

- Объектами подсчета и выделения групп и категорий запасов могут являться:
- Залежь, по которым установлен факт открытия (вновь выявленные залежи);

- Разведываемые залежи (части залежей), на которых в результате дополнительных геолого-геофизических работ, геолого-промысловых исследований и экономических расчетов установлено изменение величины, группы и категории запасов.

- Разрабатываемые залежи, на которых в результате промышленного освоения произошло изменение величины, группы и категории запасов

### **6.1 Требования к подсчету и учету запасов нефти и газа.**

Подсчет запасов и оценка ресурсов могут выполняться детерминистским и вероятностными методами.

При детерминистском методе подсчета запасы залежи характеризуют величиной, которую рассчитывают по значениям параметров, определенных по геологическим, геофизическим и промысловым данным. Данный метод является основным для представления запасов на государственную экспертизу.

При вероятностном методе подсчета запасы залежи характеризуют распределением величины запасов, которое показывает вероятность получения того или иного значения запасов. Этот метод может являться дополнительным при представлении запасов на экспертизу.

Запасы нефти и газа открытых и разведываемых залежей подсчитываются объемным методом, а находящихся в разработке – объемным методом или методом материального баланса.

Подсчет запасов объемным методом является основным. Методика подсчета запасов объемным методом регламентируется методическими рекомендациями, утвержденными соответствующими органами.

Запасы считаются отдельно по залежам с выделением запасов газовой, газонефтяной, газонефтеводяной, газовой, нефтяной и водонефтяной зон.

### **6.2 Объекты подсчета**

#### **Объекты подсчета запасов и ресурсов нефти и газа.**

Объектами подсчета и выделения групп и категорий запасов могут являться:

- Залежь, по которой установлен факт открытия (вновь выявленные залежи);

- Разведываемые залежи (части залежей), на которых в результате дополнительных геолого-геофизических работ, геолого-промысловых исследований и экономических расчетов установлено изменение величины, группы и категории запасов.

- Разрабатываемые залежи, на которых в результате промышленного освоения произошло изменение величины, группы и категории запасов

Согласно «Классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» Ломовое месторождение по сложности геологического строения, относится к III группе (очень сложных)

месторождений. На Ломовом месторождении выявлены залежи нефти в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>. Продуктивные пласты выделялись по результатам корреляции, данным опробования и промысловой геофизики. [10]

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> объединены в единый подсчетный объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> вследствие их гидродинамической связанности, обладают близкими ФЕС и уровнями водонефтяного контакта.

Аналогичные «гидродинамические окна» наблюдаются между пластами Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>. Пласты также обладают схожими ФЕС и имеют ВНК на близких гипсометрических уровнях. Вследствие этого пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> объединены в единый подсчетный объект Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>.

Государственным балансом запасы углеводородов Ломового месторождения учтены по нефтяным пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>.

## **6.2 Методические особенности компьютерного моделирования и подсчета запасов**

Создание геологической модели Ломового месторождения было проведено в программном продукте Petrel 2010.2.2 компании Schlumberger, который представляет собой интегрированный пакет для трехмерного моделирования и визуализации моделей месторождений.

Моделирование месторождения было выполнено в несколько этапов:

1. Сбор исходной информации
2. Построение структурного каркаса
3. Построение модели распространения литологии
4. Построение модели фильтрационно-емкостных свойств
5. Подсчет запасов

Основой для построения структурного каркаса послужили данные сейсморазведки и геологической корреляции. В качестве исходной сейсмоосновы использовалась поверхность сейсмического отражающего горизонта П<sup>а</sup>. В работе была выполнена детальная корреляция продуктивных пластов – Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>.

В пределах Ломового месторождения при интерпретации МОГТ-3Д было выделено значительное количество тектонических нарушений различной амплитуды и протяженности, в основном, северо-восточного и северо-западного простирания. Наиболее протяженный разлом имеет максимальную амплитуду смещения до 21 м. В северо-восточной части месторождения основной разлом осложняет сеть веерообразных разрывных нарушений, характеризующихся также смещением горизонтов (Глава 2).

Процесс создания структурного каркаса Ломового месторождения состоял из двух этапов: 1 – *создание разломной модели*; 2 – *построение структурных поверхностей*. Основные составные части структурного каркаса модели – стратиграфические разбивки (маркеры) пластов в скважинах, стратиграфические поверхности пластов и плоскости тектонических нарушений, организованные в тектоническую модель (fault model) [13].

После создания разломной модели с помощью модуля Fault modeling, была построена структурная модель, которая состоит из структурных поверхностей, соответствующих кровлям и подошвам каждого продуктивного пласта, со встроенными разломами (Рис. 6.2).

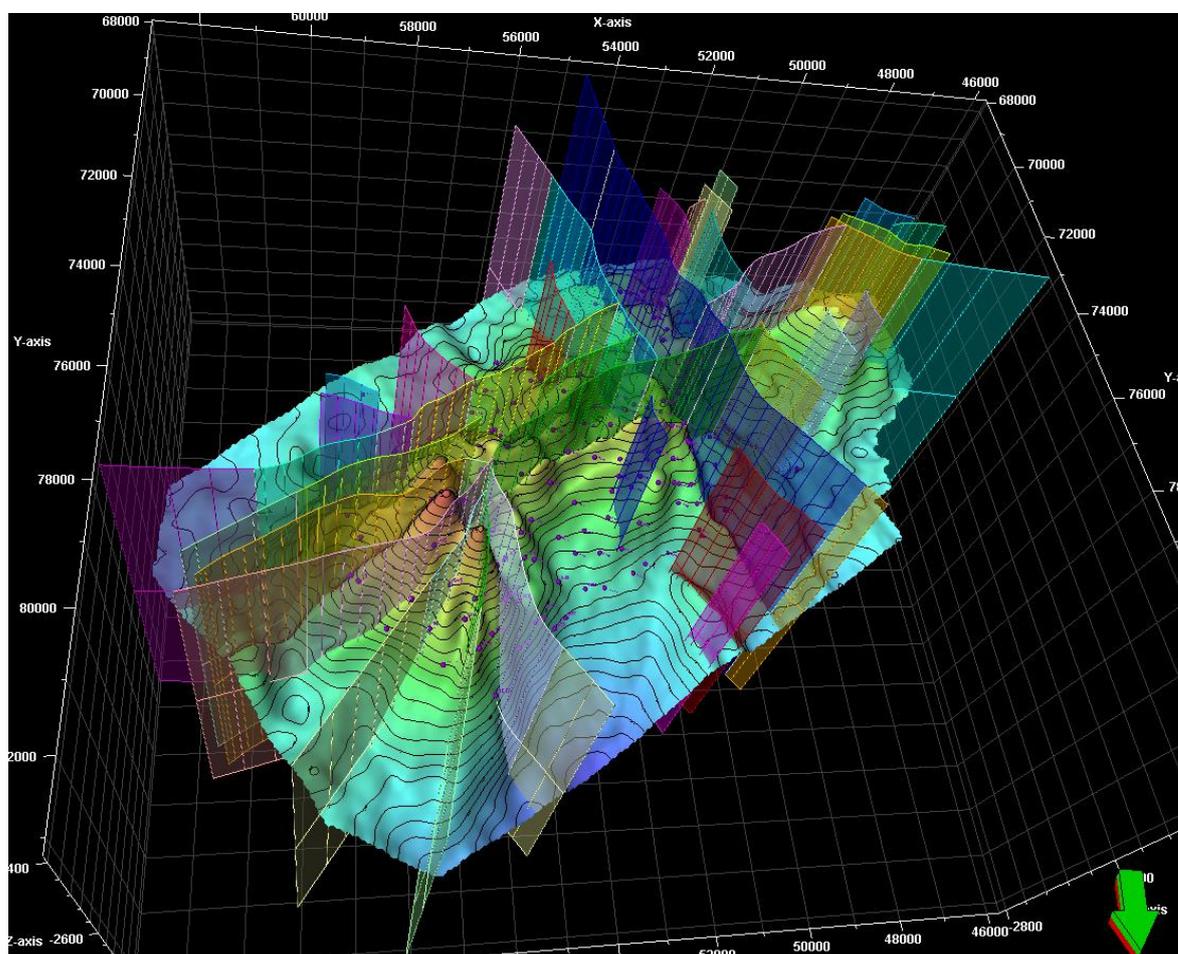


Рис. 6.2.Разломная 3Д модель Ломового месторождения

Структурный каркас строился методом наращивания мощностей сверху вниз. Карты кровли и подошвы остальных пластов были созданы путем прибавления к кровле общей толщины пласта (для получения подошвы пласта), а к подошве пласта толщины глинистого раздела между пластами (для получения кровли следующего пласта).

При структурных построениях использовались корректировки абсолютных отметок скважин. Основным критерием для принятия величины подвижки послужили положение ВНК и насыщение коллектора.

При построении карт толщин использовался алгоритм Isochore Interpolation, а для построения структурных поверхностей – алгоритм Convergent Interpolation. Алгоритм опирается на контрольные точки (а не на точки грида), с каждой итерацией все более и более увеличивается разрешение. Это означает, что в областях, где имеется недостаток данных, сохраняется общий тренд, тогда как детали учитываются на участке, где

имеются данные. Это надежный алгоритм, который хорошо и быстро работает с большим количеством данных.

Следующий шаг при построении геологической модели – создание грида и разбиение пластов на слои.

Высота ячейки грида в модели задавалась таким образом, чтобы максимально точно отразить неоднородность геологических тел – каждый элементарный геологический слой должен быть представлен, как минимум, одной ячейкой по вертикали. В расчет принимались общие и эффективные толщины пластов и их расчлененность, анализировались кросс-плоты эффективных толщин по данным РИГИС и осредненным ячейкам литологии. Для более точного отражения возможных неоднородностей пласты были разделены на пачки, а пачки на слои. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> разделен на пачку А и Б, пласт Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> разделен на пачку В и Г.

Дальнейшие построения геологической модели связаны с заполнением структурного каркаса петрофизическими свойствами, такими как литология, пористость, проницаемость, и водонасыщенность. Для этого был выполнен перенос данных по результатам интерпретации ГИС на ячейки структурного каркаса, пересекаемые скважинами. В пределах ячейки параметры пористости, водонасыщенности усреднялись арифметически, тогда как свойство литологии, принимающее значения 1 – песчаник, 2 – глина/аргиллит, 3 – карбонатизированный песчаник, 8 – уголь, усреднялось алгоритмом Most of (присваивалось преобладающее значение) (Рис. 6.2)

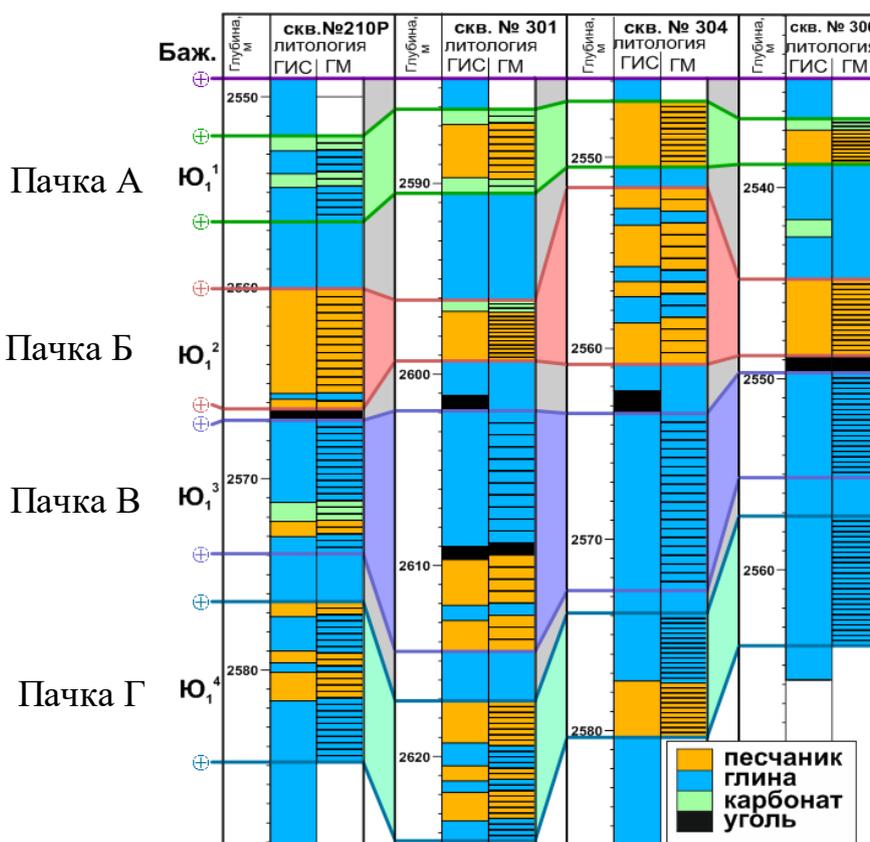


Рис. 6.3. Пример осреднения литологии на ячейки сетки

На Ломовом месторождении пласт Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> характеризуется наличием обширных зон глинизации и скважины, находящиеся в них, оказывают существенное влияние на эффективную часть, занижая объем коллектора при моделировании.[11]

Используя все перечисленные выше параметры и настройки, было выполнено 10 равновероятностных реализаций, далее из которых посредством операции осреднения методом *Most of* был получен итоговый куб литологии (Рис. 10.4). Далее из финального куба литологии был получен дискретный куб коллектор-неколлектор.

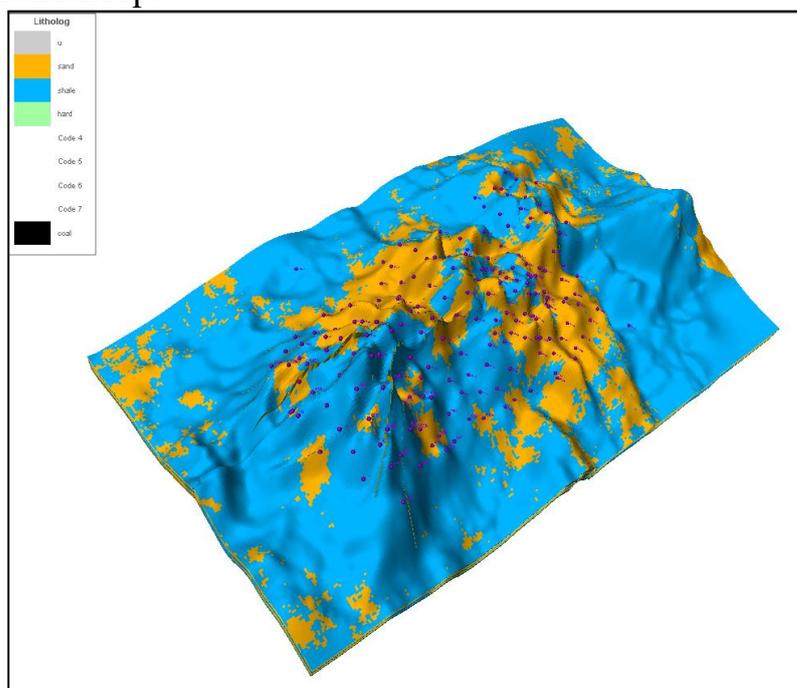


Рис. 6.4. Куб по литологии

### 6.3 Подсчет и категорийность запасов

Геологические запасы углеводородов по степени изученности классифицированы по категориям В и С<sub>1</sub>, подсчитаны отдельно по каждому блоку на всех продуктивных пластах.

Запасы категории В выделены на разрабатываемых участках залежей, разбуренных в соответствии с технологической схемой разработки месторождения. Запасы категории С<sub>1</sub> выделены в пределах принятого контура нефтеносности на участках с доказанной нефтеносностью по данным ГИС и опробования. Запасы категории С<sub>2</sub>, которые выделяются на неразбуренных и неопробованных участках с предполагаемой нефтеносностью по ГИС, на Ломовом месторождении в данной работе не выделены.

Пласты Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> имеют блоковое строение. На каждом пласту выделено три тектонических блока. Залежи разбурены эксплуатационным бурением, и в настоящее время находятся в разработке.

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>**

В предыдущем подсчете запасы нефти были подсчитаны по категориям В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. В настоящей работе запасы нефти в пределах залежей отнесены к категории В

Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> находятся в промышленной разработке. Запасы категории В выделены и подсчитаны в пределах контура нефтеносности, границами категории являются границы залежи. Данная категория подтверждается степенью изученности продуктивного пласта, а также его текущей разработкой. Накопленная добыча нефти на 01.01.2015 г. по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> составляет 4232 тыс. т. По результатам работы скважин запасы нефти переведены из категории С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в более высокую категорию В.

#### Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> является самостоятельным объектом разработки, фактически эксплуатируется совместно с пластом Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup>. Ранее запасы нефти были подсчитаны по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. Таким образом, границами категории С<sub>1</sub> являются границы контура нефтеносности по залежи и зоны литологического замещения, преимущественно в северо-восточной и центральной частях. Накопленная добыча нефти по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> на 01.01.2015 г. составляет около 332 тыс. т. В связи с тем, что на пласте Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup> имеются зоны не вовлечённые в разработку, текущая категория запасов УВ (категория С<sub>1</sub>) не пересматривалась в сторону повышения (до категории В).

### 6.4 Обоснование подсчетных параметров и подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа

Подсчет запасов углеводородов осуществлен на структурной основе, построенной по проницаемым кровлям продуктивных пластов. Подсчет запасов проводился объемным методом (Форм. 6.1, 6.2), так как данный метод применяется для подсчета запасов нефти при любом режиме работы залежи в контуре любой категории запасов.

$$Q_{\text{геол.н.}} = F \cdot h_{\text{эф}} \cdot k_n \cdot k_n \cdot \Theta \cdot \rho_n, \quad (6.1)$$

где  $Q_{\text{геол.н.}}$  – начальные геологические запасы нефти, тыс. т;

$F$  – площадь залежи, тыс. м<sup>2</sup>;

$h_{\text{эф}}$  – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

$k_n$  – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

$k_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

$\Theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;

$\rho_n$  – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м<sup>3</sup>.

$$\Theta = \frac{1}{b}, \quad (6.2)$$

где  $\Theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.;

$b$  – объемный коэффициент пластовой нефти, доли ед.

Начальные геологические запасы газа, растворенного в нефти, определяются по начальным геологическим запасам нефти и начальному

газосодержанию нефти, определенному по пластовым пробам при их дифференциальном разгазировании (Форм. 6.3):

$$Q_{\text{геол.р.г.}} = Q_{\text{геол.н.}} \cdot \frac{r_0}{1000}, \quad (6.3)$$

где  $Q_{\text{геол.р.г.}}$  – геологические запасы растворенного в нефти газа, млн. м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{геол.н.}}$  – начальные геологические запасы нефти, тыс. т;

$r_0$  – начальное газосодержание нефти, м<sup>3</sup>/т.

**Площадь нефтеносности** определялась отдельно по залежи каждого блока продуктивного пласта. Внешний и внутренний ВНК находились по структурным картам, построенным по кровле и подошве проницаемой части пласта соответственно. При структурных построениях использованы данные разведочных и эксплуатационных скважин, а также структурная карта по отражающему горизонту П<sup>а</sup> (подошва баженовской свиты), построенная по результатам сейсморазведочных работ 3Д.

Замер площади выполнен отдельно по залежам, категориям и зонам (нефтяной и водонефтяной) на основе трехмерной геологической модели с помощью ПО Petrel.

**Эффективная нефтенасыщенная толщина** продуктивного пласта определялась в каждой скважине по материалам промыслово-геофизических исследований с учетом керновых данных, результатов опробования, критериев выделения коллектора и насыщения. За нижний предел коллектора для всех пластов принято значение относительной амплитуды  $\alpha_{\text{пс}}=0,4$ . Карты эффективных и нефтенасыщенных толщин и расчет их значений по блокам, категориям и зонам получены из геологической модели.

**Коэффициент открытой пористости** определялся по данным лабораторных исследований керна и материалам промыслово-геофизических исследований. В качестве основного метода принят метод расчета пористости по относительной амплитуде ПС. При построении геологической модели использовались параметры, определенные по данным ГИС ввиду их большого объема. Сопоставление результатов расчета пористости по ГИС с лабораторными определениями по керну показывает хорошую сходимость. По полученным средневзвешенным по толщине значениям пористости строилась модель пористости, и рассчитывались средневзвешенные по объему значения коэффициента пористости отдельно для каждой зоны нефтенасыщения. Карты пористости получены из модели, по ним рассчитаны средневзвешенные по объему значения коэффициента пористости по блокам, категориям и зонам.

**Коэффициент нефтенасыщенности** определялся по лабораторным исследованиям керна (по центрифугированию и капилляриметрии) и материалам промыслово-геофизических исследований. По ГИС определение характера насыщения пластов-коллекторов проводилось по граничному сопротивлению ( $УЭС_{\text{гр}}$ ), полученному по графику зависимости  $УЭС$  от  $Кп$ , который построен по результатам опробований скважин с учетом данных капилляриметрии. Для подсчета запасов принимается средневзвешенное по

объему значение коэффициента нефтенасыщенности, рассчитанное по трехмерной геологической модели, распределение которого представлено на картах нефтенасыщенности.

Сопоставление коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности по керну, гидродинамическим исследованиям и ГИС представлены в таблице 5. Сопоставление средневзвешенных значений подсчетных параметров с предыдущим подсчетом запасов представлено в таблице 6. Средние значения эффективных толщин продуктивных пластов существенно не изменились. Коэффициенты пористости изменился незначительно. Уточнение коэффициента пористости связано с появлением дополнительных исследований керна: построена новая общая зависимость для всех пластов. Коэффициент нефтенасыщенности уменьшился также в связи с изменением зависимости ( $R_n$ - $K_v$ ): зависимость подсчета запасов 1991-1992 г. не подтверждалась старыми и новыми керновыми данными; кроме того, в предыдущем подсчете запасов не были учтены пропластки с низким коэффициентом нефтенасыщенности, и расчет проводился только среди максимальных значений. В итоге значение коэффициента нефтенасыщенности оказалось завышенным.

Таблица 5. Средние величины пористости, проницаемости, нефтенасыщенности по продуктивным объектам

Вынос керна, %	Открытая пористость, %				Проницаемость, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$						Нефтенасыщенность, %			
	По керну		По геофизическим исследованиям		По керну		По геофизическим исследованиям		По гидродинамическим исследованиям		По керну		По геофизическим исследованиям	
	общее кол-во <u>из продукт. части</u> из нн. части	Среднее значение по учт. обр.	общее кол-во опред.	Среднее значение	общее кол-во <u>из продукт. части</u> из нн. части	Среднее значение по учт. обр.	общее кол-во опред.	Среднее значение	общее кол-во опред.	Среднее значение	общее кол-во <u>из продукт. части</u> из нн. части	Среднее значение по учт. обр.	общее кол-во опред.	Среднее значение
<b>Объект Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup></b>														
26.5/39.4	$\frac{208}{176}$	16.4	214	16.1	$\frac{156}{134}$	6.9	214	6.2	227	8.5	$\frac{142 (20^*)}{115 (20^*)}$	62.6 (63.5*)	214	0.57
<b>Объект Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup></b>														
50.2/46.8	$\frac{136}{58}$	15.4	213	14.2	$\frac{130}{55}$	2.6	213	2.1	12	9.3	$\frac{113 (9^*)}{47 (6^*)}$	54.6 (49.7*)	213	0.48

\*- определения по капиллярометрии

Таблица 6

## Сопоставление средневзвешенных значений подсчетных параметров

Пласт	Н <sub>эфф</sub> , м		δ, %	К <sub>п</sub> , д.е.		δ, %	К <sub>п</sub> , д.е.		δ, %	К <sub>пр</sub> , мД		δ, %
	1991- 1992 г.	2013- 2014 г.		1991- 1992 г.	2013- 2014 г.		1991- 1992 г.	2013- 2014 г.		1991- 1992 г.	2013- 2014 г.	
Ю <sub>1</sub> <sup>1+2</sup>	7,5	7,5	0	0,167	0,161	-4	0,65	0,57	-12	11,8	6,2	-47
Ю <sub>1</sub> <sup>3+4</sup>	5,8	5,9	2	0,148	0,142	-4	0,57	0,48	-16	2,9	2,1	-27

Подсчетные параметры, обусловленные физико-химическими свойствами нефтей и газов (*плотность нефти, объемный коэффициент пластовой нефти, газовый фактор, компонентный состав растворенного газа*), определялись по результатам дифференциального разгазирования глубинных проб нефти. Параметры приняты различными для блоков №№ 1, 2 и блока № 3 пласта Ю<sub>1</sub><sup>1+2</sup> и общими для блоков №№ 1, 2, 3 для пласта Ю<sub>1</sub><sup>3+4</sup>. *Пересчетный коэффициент* является обратной величиной объемного коэффициента пластовой нефти и посчитан по формуле 6.2.

## **7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСНАБЖЕНИЕ**

### **7.1. Виды и объемы проектируемых работ**

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса ГИС для исследования продуктивных пластов в проектной горизонтальной скважине №322 на Ломовом месторождении.

Проектируемые геофизические исследования будут проводиться геофизической партией, входящей в состав геофизической экспедиции АО «Томск-нефть». Данное предприятие, обладает всеми возможностями для проведения данного вида работ. Проведение полевых работ будет осуществляться вахтовым методом.

Виды и объемы проектируемых работ по проекту определяются комплексом ГИС.

### **7.2. Техничко-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту**

Для определения стоимости выполнения геофизических работ нужно определить продолжительность каждого вида работ. Составить стратегию по оптимизации продолжительности процесса, – какие работы можно проводить в дно время, не нагружая общий процесс.

Финансовые затраты на проведение проектных работ будут зависеть от видов работ и их объемов, геолого-географических условий, материально-технической базы предприятия, квалификации работников и уровня организации работ. [1]

Бурение горизонтальной скважины и проведение ГИС запроектировано из ствола вертикальной скважины №322 в юго-западной части месторождения с целью уточнения контуров залежи, извлечения остаточных запасов нефти. Таким образом, в экономических целях, исключается задача бурения новой скважины, так как будет проведена зарезка бокового ствола из уже имеющейся скважины. В настоящее время только в северо-западной части месторождения находится зона с выявлением нефти

В качестве нормативного документа был использован справочник “Производственноотраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81-2-49) [2].

Весь проектируемый комплекс указан в таблице 4.

Таблица 7. Комплекс планируемых работ для скважины №322

Вид исследования	Масштаб съемки	Интервал исследования, м
Радиоактивный каротаж (ГК, ГПК, 2ННКт)	1:200	2600-3200
ВИКИЗ		
ГКп		
Инклинометрия	ч/з 25 м	0-3200

Стоимость интерпретации равна 50% от стоимости каротажных работ.

Вертолет обеспечивает проезд до места работы. Тех дежурство - 12 ч.

### Расчет затрат времени

В таблице 8 указаны, сколько времени забирает каждый вид геофизических работ.

Таблица 8. Расчеты времени проводимых работ

Вид исследований	Объем		Номера времени в плотных породах по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
	Ед. изм.	Кол-во			
ВИКИЗ	м	600	3	мин/100м	18
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	операция	1	39	мин/опер	39
ГК	м	600	50	мин/100м	300
Вспомогательные работы при ГК	операция	1	67,5	мин/опер	67.5
ГКп	м	600	50	мин/100м	300
Вспомогательные работы при ГКп	операция	1	67,5	мин/опер	67.5
ННКт	м	600	10,2	мин/100м	61.2
Вспомогательные работы при ННКт	операция	1	87,5	мин/опер	87.5
Инклинометрия	м	3200	1,4	мин/100м	44.8

Вспомогательные работы при инклинометрии	операция	1	17	мин/опер	17
Проезд к месту выполнения работ	км	218	1,9	мин/км	414,2
Тех. Дежурство	партия-час	12	60	мин/парт-час	720
Общее время на запись диаграммы					724
Итого время					2136,7

### Расчет затрат труда

Расчет затрат труда при проведении геофизических работ приведен в таблице 9. [3]

Таблица 9. Затраты на проведения работ

Вид исследований	Объем		Затраты труда					
	Ед. изм.	Кол-во	Рабочие			ИТР		
			Номера времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Номера времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
ВИКИЗ	м	600	0,18	чел-час/100м	1,08	0,12	чел-час/100м	0,72
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	операция	1	2,34	чел-час	2,34	0,15	чел-час	0,15
ГК	м	600	2,4	чел-час/100м	14,4	1,6	чел-час/100м	9,6
Вспомогательные работы при ГК	операция	1	4,05	чел-час	4,05	2,7	чел-час	2,7
ГККп	м	600	2,4	чел-час/100м	14,4	1,6	чел-час/100м	9,6
Вспомогательные работы при ГККп	операция	1	4,05	чел-час	4,05	2,7	чел-час	2,7
ННКт	м	600	3,9	чел-час/100м	23,6	0,41	чел-час/100м	2,46
Вспомогательные работы при ННКт	операция	1	3,45	чел-час	3,45	3,5	чел-час	3,5
Инклинометрия	м	3200	0,084	чел-час/100м	2,7	0,056	чел-час/100м	1,8
Вспомогательные работы при инклинометрии	операция	1	1,02	чел-час	1,02	0,68	чел-час	0,68

Проезд к месту выполнения работ	км	218	0,114	чел-час/км	24,85	0,08	чел-час/км	17,4
Тех. Дежурство	партия-час	12	3,6	чел-час/парт-час	43,2	2,4	чел-час/парт-час	28,8
Итого					139,14	Итого		80,1

### Расчет затрат средств при выполнении интерпретационных проектных работ

Оборудование для проведения проектных работ приведено в таблице 10.

Таблица 10. Оборудование для проведения работ

Оборудование	Ед. изм.	Количество
Каротажная станция «КЕДР – 02»	шт	1
Ноутбук	шт	1
ЭК	шт	1
ДРСТ-1	шт	1
РКС-47	шт	1
ВИКИЗ	шт	1
ГКП-А-108	шт	1
ИОН-2	шт	1

Материалы необходимые для интерпретации приведены в таблице 11.

Таблица 11. Материалы необходимые для выполнения работ

Материалы	Ед. изм.	Количество
ПК	шт	1
Плотер	шт	1
Принтер	шт	1
Бумага для принтера	пч.	1
Бумага для плотера	рул.	1

Папка для документов	шт	1
Ручка шариковая	шт	2
Карандаш простой	шт	2
Корректор	шт	1
Скрепки	пч.	1
Степлер	шт	1
<b>Скобы для степлера</b>	пч.	2

### 7.3. Смета

Заказчики предоставляют все нужные финансы для предстоящих работ по проекту. Авансовое финансирование является характерной особенностью геологоразведочных работ. Будущие исполнители вычисляют смету самостоятельно для проектируемых работ. С помощью узаконенных инструкций, справочников и других материалов определяются будущие сетные затраты. Эти материалы должны иметь денежную силу закона. Экономика предприятия зависит от полноты включенных затрат.

#### Расчет суммы расходов по комплексу работ

Суммарные расчеты по видам работ, выполняемые геофизической партией приведен в таблице 12 [4].

Таблица 12. Смета по видам работ

Вид работ	Объем, м	Стоимость каротажа	Стоимость объема работ, руб/100м	Повышающий коэффициент		Итоговая стоимость, руб
				Кудов	К норм. усл.	
ВИКИЗ	600	22.6	135.6	4.4	1.12	668.24
Вспомогательные работы при ВИКИЗ	1	240.87	240.87	4.4	1.12	1187.01
ГК	600	170.97	1025.82	4.4	1.12	5055.24
Вспомогательные работы при ГК	1	351.46	351.46	4.4	1.12	1731.99
ГККп	600	170.97	1025.82	4.4	1.12	5055.24

Вспомогательные работы при ГККп	1	351.46	351.46	4.4	1.12	1731.99
ННКт	600	170.97	1025.82	4.4	1.12	5055.24
Вспомогательные работы при ННКт	1	351.46	351.46	4.4	1.12	1731.99
Инклинометрия	3200	5.24	167.68	4.4	1.12	826.33
Вспомогательные работы при инклинометрии	1	64.17	64.17	4.4	1.12	316.23
Проезд к месту выполнения работ	218	15.49	74.352	4.4	1.12	10640
Тех. Дежурство	12	257.7	3092.4	4.4	1.12	15239.35
Итого						49238.85

Общие затраты на проведение ГИС составили 49238,85 руб.

#### **Расчет сметной стоимости камеральных работ**

После проведения геофизических исследований в скважине данные отправляются в КИП, где производится комплексная интерпретация. Расчет сметной стоимости камеральных работ приведен в таблице 13.

Таблица 13. Сметная стоимость камеральных работ

Вид работ	Норма времени, мин/100 м	Общее время, ч	Норма затрат труда, чел-ч/100 м	Общие затраты труда, чел-ч	Заработная плата, руб./100 м	Общая заработная плата, руб
КИГГИ(ИТР)	31.26	864.4	168.8	4665.5	928.64	25447

34% затрат от общей заработной платы уходит на материалы, 4,4 % на износ инструмента, общая сумма равна 9 909 руб.

Итого, сумма затрат на интерпретацию равна 38961 руб.

#### **Общая сметная стоимость по проекту**

Общая сметная стоимость по проекту приведена в таблице 14.

Таблица 14. Общая сметная стоимость по проекту

Работы/затраты	Стоимость, руб
Итого работы в скважине	49239

Камеральные работы	15502
КИГГИ	38961
ИТОГО основных расходов	103702
Накладные расходы (20%)	20740,5
ИТОГО	124442,5
Плановые расходы (20%)	24888,5
Резерв на непредвиденные расходы (3%)	3733,3
В целом по расчету	153064,3
НДС (20%)	30612,9
ВСЕГО по объекту	183677,2

Стоимость работ по объекту с учетом ГСМ составила  $183677,2 + 29108 = 212\,785,2$  руб.

В данном разделе рассчитал стоимость геофизических исследований в проектируемой разведочной скважине на Ломовом месторождении, который поможет нам решить поставленные задачи, а также произвел расчет затрат на дополнительные материалы, зарплаты рабочей партии и амортизацию аппаратуры для проведения ГИС.

### 7.7. Эффективность проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. В нашем случае оценивается эффективность работ до внедрения НИП и после внедрения НИП, это покажет эффективность выполненного проекта. Расчеты эффективности представлены в таблице 15.

Таблица 15. Сравнительная оценка эффективности НИП

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	До внедрения проекта	После внедрения проекта
Точность измерений	0,3	3	5
Простота применения	0,15	4	5
Универсальность	0,1	3	4
Энергосбережение	0,1	5	5
Стоимость	0,15	3	4
Время исследования	0,2	3	5
Итого	1	21	28

Из таблицы видно, что после внедрения разработанного проекта серьезно увеличится точность проводимых работ, а также сильно снизится время, затрачиваемое на проведение работ.

Расчет интегрального показателя эффективности НИП:

$$I_{до} = 0,3*3+0,15*4+0,1*3+0,1*5+0,15*3+0,2*3 = 3,35;$$

$$I_{после} = 0,3*5+0,15*5+0,1*4+0,1*5+0,15*4+0,2*5 = 4,75.$$

Благодаря расчету интегральных показателей эффективности можно сделать вывод о том, что эффективность работ после внедрения проекта увеличится на 41,8%, что является достаточно высоким показателем.

**Вывод:** в ходе написания раздела финансовый менеджмент были произведены расчеты затрат времени и труда на выполнение проектных работ, расчет затрат средств на выполнение интерпретационных работ, составлены сметы по скважинным и камеральным работам и сформирована общая сметная стоимость по проекту.

В разделах был предложен комплекс геофизических методов, который решает поставленные задачи исследования, но и уменьшает количество издержек на геофизические работы.

## 8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность предприятия заключается в ее обязательстве в отношении: охраны окружающей среды, учета интересов ближайшего окружения и общества в целом, повышения их благосостояния. Ближайшим окружением организации являются инвесторы, акционеры, работники, потребители и поставщики.

Месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Ближайшими населенными пунктами являются расположенные на реке Васюгане села Катильга (30 км), Новый Васюган (85 км), а также вахтовый поселок Пионерный (50 км). Расстояние до областного центра г. Томска составляет 730 км.

В данном дипломном проекте рассмотрен комплекс геофизических исследований в горизонтальных скважинах с целью уточнения запасов Ломового нефтяного месторождения (Томская область).

В географическом отношении месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности в среднем течении р. Васюгана – левого притока р. Оби. Территория района месторождения представляет собой слабо расчленённую равнину, сильно заболоченную и залесенную. Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах +62 - +89 м.

Климат района континентально-циклонический с продолжительной суровой зимой и коротких тёплым летом. Температура воздуха колеблется от -55 градусов зимой до +35 градусов летом. По количеству выпадающих атмосферных осадков район относится к зоне избыточного увлажнения. Количество годовых осадков составляет 390-590 мм. Снежный покров продолжается с октября до начала мая. Высота снежного покрова достигает 1 м.

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

В компании АО «Томск-нефть», отвечающей за разработку Ломового месторождения, предусмотрен вахтовый метод работы. Согласно статьи 146 ТК РФ работники, задействованные в тяжелой работе с вредными и опасными условиями, оплачиваются в повышенном размере.

### **Условия труда вахтовым методом**

Согласно статье 301 ТК РФ «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»:

- Продолжительность вахты не должна превышать больше одного месяца. При увеличении продолжительности вахты (до 3-х месяцев) работодатель обязан учесть мнение профсоюзной организации.
- Продолжительность ежедневной работы (смены) при вахтовом методе организации работ не должна превышать 12 часов. Продолжительность ежедневного междуменного отдыха с учетом обеденных перерывов может быть уменьшена до 12 часов.
- Продолжительность перерывов не входит в рабочее время и не оплачивается. Для отдыха продолжительность перерыва составляет не более 2-х часов, перерывы питания не менее 30 минут. Включаемые в рабочее время специальные перерывы предоставляются рабочим, которые совершают работу на открытом воздухе или закрытых необогреваемых помещениях,
- Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

### **Охрана труда**

Согласно статье 217 ТК РФ «Служба охраны труда в организации», в целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением у каждого работодателя, осуществляющего

производственную деятельность, численность работников которого превышает 50 человек, создается служба охраны труда или вводится должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку или опыт работы в этой области. В соответствии с трудовым законодательством ответственность за организацию работ по охране труда несёт руководитель организации, который обязан провести инструктаж или в его отсутствие — главный инженер.

Согласно статье 218 ТК РФ «Комитеты (комиссии) по охране труда» По инициативе работодателя и (или) по инициативе работников либо их представительного органа создаются комитеты (комиссии) по охране труда. В их состав на паритетной основе входят представители работодателя и представители выборного органа первичной профсоюзной организации или иного представительного органа работников. Типовое положение о комитете (комиссии) по охране труда утверждается федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда.

Комитет (комиссия) по охране труда организует совместные действия работодателя и работников по обеспечению требований охраны труда, предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний, а также организует проведение проверок условий и охраны труда на рабочих местах и информирование работников о результатах указанных проверок, сбор предложений к разделу коллективного договора (соглашения) об охране труда.

## **8.2. Организационные мероприятия**

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

При ликвидации аварий с помощью взрывных методов, выполнении любых геофизических работ в скважинах, поглощающих (при полном и катастрофическом поглощениях), ликвидации аварий, связанных с оставлением в скважинах взрывчатых материалов и источников ионизирующих излучений, работы должны вестись по разовому плану работ, утвержденному главными инженерами этих организаций.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при:

- а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч);
- б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах);

в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

### **Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

Вредные производственные факторы – факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

### **Полевой этап**

#### *1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

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

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные

ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, утепленная шапка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

## *2. Превышение уровня шума на рабочем месте*

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 и СН 2.2.4/2.1.8.562-96. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА [5].

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более, чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более, чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, допустимый уровень шума на рабочем месте составляет 80 дБА.

Способами защиты от повышенного уровня шума являются виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых, полимерных и других демпферных материалов (установка дизельного

генератора на проставки и пружины, для уменьшения уровня шума); звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Основные мероприятия по борьбе с шумом:

-звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;

-использование средств индивидуальной защиты (наушники, беруши, шлемы и каски, специальные костюмы и обувь);

-виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (дизельный генератор устанавливают на полимерные подставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилое помещение, т.к. они совмещены в один прицеп)

### **Камеральный этап**

#### *1. Отклонение показателей микроклимата в помещении*

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой

на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Таблица 15. Допустимые параметры микроклимата в рабочей зоне производственных помещений в соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96

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

В таблице 15 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной

системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м<sup>3</sup>, составляет не менее 30 м<sup>3</sup>/чел.\*час.

## *2. Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.52.13330.2011. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемыми жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

## **Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению**

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-74.

### **Полевой этап**

#### *1. Электрический ток*

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, работа без проверки правильности отключения, отсутствии заземления.

При работе с электрическим оборудованием нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ12.1.030-81, ГОСТ12.1.019-79, ГОСТ 12.1.038-82) [6].

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- применением устройством зануления;

- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные.

- К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками.
- Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

Основными техническими средствами защиты человека от поражения электрическим током, используемыми отдельно или в сочетании друг с другом, являются (ПУЭ): защитное заземление, защитное зануление, защитное отключение, электрическое разделение сети, малое напряжение, электрозащитные средства, уравнивание потенциалов, двойная изоляция, предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

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

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование (приборы для ГИС, каротажная машина и станция, геофизический кабель) и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81, ГОСТ 12.4.125-83, ГОСТ 12.2.003-91) [7].

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

### **Камеральный этап**

#### *1. Электрический ток*

Оборудованием, работающим от сети переменного тока в камеральном помещении, является монитор и системный блок питания.

Инженер - интерпретатор работая с персональной ЭВМ может подвергнуться поражению электрическим током при непосредственном прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82.

Причины электротравматизма:

- нарушение правил и инструкций;
- ухудшение электроизоляции,
- дефекты монтажа;

- переутомление.

Условия безопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых ухудшается контакт человека с токопроводящими частями.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.038-82).

Согласно ПУЭ помещение с ПЭВМ относится к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования). Камеральные помещения предусматриваются все выше перечисленные условия.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземлённого провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения.

### 8.3. Экологическая безопасность

При производстве любых геофизических работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

В процессе работ на Ломовом месторождении происходило воздействие на следующие виды экосистемы:

#### *Поверхностные воды.*

Поверхностные воды могут загрязняться отходами и стоками технологического и хозяйственно-бытового происхождения. Возможно их загрязнение стоками дождевых и талых вод со взвесьями: минеральных частиц бурового шлама; ГСМ от пролива нефтепродуктов; продуктов распада взрывчатых веществ; продуктов поверхностного смыва нарушенного почвенно-растительного слоя. Для предотвращения попадания возможных проливов ГСМ в поверхностные водоемы, площадки временного хранения ГСМ, обваловывались грунтом на высоту 0,2 м, под каждой емкостью оборудовались канавы и специальные поддоны. Для сбора и захоронения хозяйственно-бытовых отходов и стоков оборудовались туалеты и выгребные ямы -накопители.

#### *Почвенно-растительный слой, лесное хозяйство и растительное сообщество.*

Происходило его нарушение при расчистке площадок для расположения бурового оборудования, временного хранения ГСМ, стоянок отрядов, выгребных ям, кернохранилищ и временных проездов, а также при проездах транспортных средств, особенно в летнее время года. В соответствии с

"Основами земельного законодательства" и СНИП 1.02.01-85, на всех нарушенных землях производилась рекультивация. При перевозках буровых агрегатов и передвижении техники на участке работ, в максимальной степени использовались просеки и проезды, проложенные в процессе работы предыдущих лет, что позволило снизить ущерб, наносимый почвенно-растительному покрову.

#### *Влияние на атмосферу.*

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO<sub>2</sub>), оксид углерода (СО -угарный газ), диоксид серы (SO<sub>2</sub>), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м<sup>3</sup>
- Оксид углерода: 3 мг/м<sup>3</sup>
- Диоксид серы: 0,05 мг/м<sup>3</sup>
- Метан: 7000 мг/м<sup>3</sup>

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ).

#### **8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой

человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей [8].

Классификация ЧС по основным признакам:

А) По сфере возникновения:

- техногенные;
- природные;
- экологические;
- социально-политические и др.

Б) По ведомственной принадлежности:

- в промышленности;
- в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
- в строительстве и др.

В) По масштабу возможных последствий:

- глобальные;-региональные;
- местные.

Г) По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.

Д) По сложности обстановки и тяжести последствий.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В

перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена пожарная безопасность. Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции); неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [8].

При нарушении технологического процесса во время бурения и эксплуатации скважин может возникнуть выброс углеводородов (фонтанирование). Особенно пожароопасным является фонтанирование газа. Первичные действия буровой бригады при обнаружении выброса:

- Первый заметивший признаки фонтанирования сообщает об этом бурильщику;
- бурильщик подает звуковой или световой сигнал "выброс";
- поднимают буровой инструмент до выхода муфты трубы на 1 метр выше ротора и закрепляют тормоз лебедки;
- останавливают буровые насосы;
- открывают задвижку на линии дросселирования;
- закрывают универсальный превентор;
- закрывают шаровой кран;
- закрывают задвижку перед регулируемым дросселем;
- устанавливают наблюдение за давлением на блоке дросселирования;
- бурильщик должен сообщить о выбросе мастеру, который в свою очередь сообщает в РИТС и ЦИТС.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, вещества и материалы способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол) [9].

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования: наличие инструкций о мерах пожарной безопасности; наличие схем эвакуации людей в случае пожара; средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2). Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном проекте рассматривалась площадь Ломового месторождения на предмет проектирования на ней скважины в которой будет проведён запроектированный комплекс ГИС.

В результате выполнения работы было рассмотрено геологическое строение пласта Ю<sub>1</sub> Ломового нефтяного месторождения, а также проанализирован его литологический состав и коллекторские свойства, на основании чего можно сделать вывод, что основным нефтепродуктивным пластом на месторождении является песчаный пласт Ю<sub>1</sub> надугольной толщи васюганской свиты верхней юры.

В ходе выполнения проекта были проанализированы геофизические работы, керновые исследования, подсчеты запасов прошлых лет, выполненные на месторождении. На основании проведенного анализа построена физико-геологическая модель проектной скважины и предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных задач в стволе эксплуатационной горизонтальной скважины. Наличие определённой априорной физико-геологической модели, имеющейся по месторождению, упростило интерпретацию геофизических данных.

Была определена методика и техника геофизических работ, которая позволит провести предложенный комплекс методов. Анализ показал, что комплекс методов решает поставленные задачи: Уточнение положения коллекторов и выделение эффективных мощностей;

- Распределение пластов по характеру насыщения пластовым флюидом: вода, нефть, газ;
- Дополнительная оценка фильтрационно-емкостных свойств пород, слагающих разрез;
- Уточнение уровня ВНК;
- Уточнение запасов.

Проведен анализ вредных и опасных факторов при выполнении геофизических работ. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. – СПб.: Издательство «Лань», 2002. – 528 с.
- 2) Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ” (ПОСН 81- 2-49).
- 3) РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».
- 4) Сборник сметных норм на геологоразведочные работы, выпуск 10. Транспортное обслуживание геологоразведочных работ. М.: 1992. – 58 с
- 5) ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание).
- 6) ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 7) ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 8) ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. От 12 сентября 2016 года №22.0.02-2016.
- 9) Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 92.
- 10) Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией док. г.-м. н. Петерсилье В.И., к. г.-м. н. Пороскуна В.И., док. г.-м. н. Яценко Г.Г., г. Москва – г. Тверь, 2003 г.
- 11) Методические рекомендации по построению геологических моделей. М., ОАО «ЛУКОЙЛ», 2006 г.
- 12) Отчет НИР «Пересчет запасов нефти и растворенного газа Ломового месторождения Томской области (балансовые запасы)», 1991 г.

13) «Принципиальная Технологическая схема опытной эксплуатации Ломового нефтяного месторождения», ОАО «СибНИИНП» (протокол №803 от 09.02.1979 г.).

14) «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ломового нефтяного месторождения Томской области» и «Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Ломового месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК (протокол ГКЗ РФ №9645 от 28.12.1984 г.).

15) «Технологическая схема разработки Ломового месторождения» и «Дополнение Технологической схеме разработки Ломового месторождения»(протокол №9-385 от 11.09.1985 г.).

16) «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Ломового нефтяного месторождения Томской области» и «Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Ломового месторождения», ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК (протокол ГКЗ РФ №189 от 15.10.1993 г.).

17) Правила ликвидационного тампонажа буровых скважин различного назначения, засыпки горных выработок и заброшенных колодцев для предотвращения загрязнения и истощения подземных вод. М., 1968.

18) Отчет НИР "Исследование и обоснование фазового состояния пластовых флюидов, положение ГНК, подсчетных параметров нефти и природного газа Ломового месторождения" договор Н92.92.25.76, 1992 г., Тюмень.

19) Геофизические услуги. [Электронный ресурс]. <http://www.bvt-s.ru/service/geophysics/tech/> (Дата обращения 15.05.2022).

20) Оборудование для исследования открытого ствола скважин. [Электронный ресурс]. <https://www.npf-geofizika.ru/catalog/47/922/> (дата обращения 15.05.2022)

21) О физических свойствах нефти Ломового месторождения. [Электронный ресурс]. <https://cyberleninka.ru/article/n/o-fizicheskikh-svoystvah-nefti-lomovogo-mestorozhdeniya?ysclid=l4av70re26855358969> (дата обращения 15.04.2022).

22) Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: «Недра», 1978 г.

23) Вендельштейн Б.Ю. Геофизические критерии продуктивного нефтяного коллектора, основанные на законах фазовой проницаемости. // «Вопросы петрофизики и интерпретации результатов геофизических исследований скважин в нефтегазоносных коллекторах. МИНХ и ГП, 1979 г.