

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

Институт _____ Природных Ресурсов _____
Специальность _____ Прикладная геология _____
Кафедра _____ Геологии и разведки полезных ископаемых _____

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Литолого-фациальные предпосылки формирования пласта Ю₁⁴ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

УДК 622.279.5 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2113	Туганаев Руслан Ревгатьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016г.

Планируемые результаты обучения по программе

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Профессиональные компетенции		
	<u>Фундаментальные знания</u>	
P1	Применять базовые и специальные математические, естественнонаучные, гуманитарные, социально-экономические и технические знания в междисциплинарном контексте для решения комплексных инженерных проблем в области прикладной геологии.	Требования ФГОС ВПО (ОК-1, 2, ОК-6, ОК-12, 13, ОК-20, ПК-2, ПК-10, ПК-21, ПК-23,) (АВЕТ-3а,с,h,j)
	<u>Инженерный анализ</u>	
P2	Ставить и решать задачи комплексного инженерного анализа в области поисков, геолого-экономической оценки и подготовки к эксплуатации месторождений полезных ископаемых с использованием современных аналитических методов и моделей.	Требования ФГОС ВПО (ОК-1, 2, 3, ОК-13, ОК-15, ОК-18, ОК-20, ОК-21, ПК-1, ПК-3, 4, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 14 – 17, ПСК-3.1, ПСК-3.5, 3.6), (АВЕТ-3b)
	<u>Инженерное проектирование</u>	
P3	Выполнять комплексные инженерные проекты технических объектов, систем и процессов в области прикладной геологии с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений.	Требования ФГОС ВПО (ОК-1, 4 – 8, 14, ПК-3, 6 – 9, 11, 18 – 20) (АВЕТ-3с).
	<u>Исследования</u>	
P4	Проводить исследования при решении комплексных инженерных проблем в области прикладной геологии, включая прогнозирование и моделирование природных процессов и явлений, постановку эксперимента, анализ и интерпретацию данных.	Требования ФГОС ВПО (ОК-3, 5, 9, 10, 14 – 16, 21, ПК-10, 11, 21 – 25, ПСК), (АВЕТ-3b,с)
	<u>Инженерная практика</u>	
P5	Создавать, выбирать и применять необходимые ресурсы и методы, современные технические и ИТ средства при реализации геологических, геофизических, геохимических, эколого-геологических работ с учетом возможных ограничений.	Требования ФГОС ВПО (ПК-7 – 9, 28 – 30 ПСК) (АВЕТ-3е, h)
	<u>Специализация и ориентация на рынок труда</u>	
P6	Демонстрировать компетенции, связанные с особенностью проблем, объектов и видов комплексной инженерной деятельности, не менее чем по одной из специализаций: • Геологическая съемка, поиски и разведка	Требования ФГОС ВПО (ОК-8 – 10, 12, 15, 18, 20, 22, ПК-1, ПСК)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	<p>месторождений полезных ископаемых</p> <ul style="list-style-type: none"> • Поиски и разведка подземных вод и инженерно-геологические изыскания • Геология нефти и газа 	(АВЕТ-3с, е, h)
Универсальные компетенции		
P7	<p style="text-align: center;"><u>Проектный и финансовый менеджмент</u></p> <p>Использовать базовые и специальные знания проектного и финансового менеджмента, в том числе менеджмента рисков и изменений для управления комплексной инженерной деятельностью.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-1 – 3 13 – 16, 20, 21, ПК-4 – 6, 15, 18 – 20, 23 – 25, 27 – 30, ПСК-1.2, 2.2) (АВЕТ-3е,к)
P8	<p style="text-align: center;"><u>Коммуникации</u></p> <p>Осуществлять эффективные коммуникации в профессиональной среде и обществе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты комплексной инженерной деятельности в области прикладной геологии.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-3 – 6, 8, 16, 18, 21, ПК-3, ПК-6, ПСК) (АВЕТ-3g)
P9	<p style="text-align: center;"><u>Индивидуальная и командная работа</u></p> <p>Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, с делением ответственности и полномочий при решении комплексных инженерных проблем.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-4, 6, 18, ПК-3, 6, 11, 27, 30, ПСК-1.2) (АВЕТ-3d)
P10	<p style="text-align: center;"><u>Профессиональная этика</u></p> <p>Демонстрировать личную ответственность, приверженность и готовность следовать нормам профессиональной этики и правилам ведения комплексной инженерной деятельности в области прикладной геологии.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-7, 8, 19, ПК-9, 16), (АВЕТ-3f)
P11	<p style="text-align: center;"><u>Социальная ответственность</u></p> <p>Вести комплексную инженерную деятельность с учетом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость обеспечения устойчивого развития.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-5, 7, 8, 10, 13, 14, 16 – 21, ПК-27-30) (АВЕТ-3с, h, j)
P12	<p style="text-align: center;"><u>Образование в течение всей жизни</u></p> <p>Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению и непрерывному профессиональному совершенствованию.</p>	Требования ФГОС ВПО (ОК-9 – 12, 14, 20) (АВЕТ-3i)

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) «Прикладная геология»

Кафедра «Геологии и разведки полезных ископаемых»

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Гаврилов Р.Ю.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломной работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2113	Туганаеву Руслану Ревгатьевичу

Тема работы:

Литолого-фациальные предпосылки формирования пласта Ю ₁ ⁴ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1193/с от 17.02.2016 г.

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема разработки Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Геолого-геофизическая изученность; – Геологическое строение месторождения; – Характеристика продуктивных пластов на исследуемом месторождении; – Литологический состав продуктивных пластов; – Литолого-фациальные условия формирования продуктивных пластов месторождения; – ФЕС продуктивных пластов месторождения;
Перечень графического материала	<ul style="list-style-type: none"> – Обзорная карта – Сводный литолого-стратиграфический разрез – Схема расчленения и литолого-геофизический разрез средневерхнеюрских отложений

	<ul style="list-style-type: none"> – Тектоническая карта района работ – Геологический разрез Мыльджинского месторождения – Схема расчленения верхнеюрских отложений – Схема корреляции верхнеюрских отложений Мыльджинской площади по линии скважин 24-62-36-20 – Структурная карта по кровле нижневасюганской подсвиты – Структурная карта по кровле пласта Ю₁⁴ – Структурная карта по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) – Карта изопахит пласта Ю₁⁴ – Схема интерпретации кривой ПС с выделением литологических разностей и классов коллекторов (по В.С. Муромцеву) – Карта литологического состава пласта Ю₁⁴
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна
«Финансовый менеджмент»	Романюк Вера Борисовна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.12.2015 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2113	Туганаев Руслан Ревгатьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Тема дипломной работы: «Литолого-фациальные предпосылки формирования пласта Ю₁⁴ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)»

Студенту:

Группа	ФИО
2113	Туганаеву Руслану Ревгатьевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРПИ
Уровень образования	Инженер	Направление/специальность	Прикладная геология

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от Томска и в 50 км южнее села Средний Васюган, в пределах юго-восточной части Средневасюганского мегавала
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	1.1. Анализ выявленных вредных факторов: -вредные вещества; -отклонения показателей климата на открытом воздухе; -недостаточность освещения; -тяжесть физического труда. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: -электрический ток; -движущиеся машины и механизмы; -пожарная безопасность.
2. Экологическая безопасность:	-охрана атмосферного воздуха; -охрана водной среды; -предупреждение загрязнения почв;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; -разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; -разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	-специальные правовые нормы трудового законодательства; -организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.12.15
---	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2113	Туганаев Руслан Ревгатъевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Тема: Литолого-фациальные предпосылки формирования пласта Ю₁⁴ Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)

Студенту:

Группа	ФИО
2113	Туганаеву Руслану Ревгатъевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разведки полезных ископаемых
Уровень образования	инженер	Специальность	21.05.02 Прикладная геология

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

1. <i>Информация о добывающем предприятии</i>	Рассмотреть общую информацию об изучаемом добывающем предприятии
2. <i>Структура предприятия</i>	Рассмотреть структуру изучаемого предприятия

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчет экономических показателей и сметы</i>	Расчет затрат времени проектируемых работ Основные расходы на проектно-сметные работы Расчет суммы основных расходов по видам работ Общий расчет сметной стоимости геологического задания
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2113	Туганаев Руслан Ревгатъевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 83 страницы текста пояснительной записки, 13 рисунков, 5 таблиц, использованы 16 источников учебной, научной, справочной литературы и фондовые материалы.

Ключевые слова: скважина, месторождение, геологический разрез, корреляция, фация, осадконакопление, песчанистость, мощность отложений, коллектор.

Объектом исследования является пласт Ю₁⁴, приуроченный к нижней части верхневасюганской подсветы, вскрытой на Мыльджинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

Цель работы – установить условия формирования пласта Ю₁⁴

В ходе исследования применялся комплекс геологических и геофизических методов исследований.

В результате исследования были изучены особенности строения, литологический состав и закономерности распределения пород пласта Ю₁⁴.

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

Институт _____ Природных Ресурсов _____
 Направление подготовки (специальность) 21.05.02 Прикладная геология _____
 Уровень образования _____ Специалитет _____
 Кафедра _____ Геологии и разведки полезных ископаемых _____
 Период выполнения _____ Весенний семестр 2015/16 учебного года _____

Форма представления работы:

Дипломная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая часть	
	Геологическая часть	
	Специальная часть	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	Социальная ответственность	

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

И. о. зав. кафедрой ГРПИ	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гаврилов Р.Ю.	к. г. м. н.		

Основные определения:

В данной работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

Залежь – единичное скопление нефти, газа, конденсата и других сопутствующих компонентов, сосредоточенных в ловушке, ограниченных поверхностями разного типа, в количестве, достаточном для промышленной разработки.

Керн – цилиндрический столбик горной породы или полезного ископаемого, получаемый при бурении скважины и поднимаемый наверх для изучения с помощью бурового снаряда.

Коллектор – горная порода, пласт или массив пород, которые благодаря своим коллекторским свойствам обладают способностью к аккумуляции и фильтрации воды, нефти и газа.

Корреляция – отождествление в сравниваемых геологических разрезах одновозрастных стратиграфических подразделений по их палеонтологическим и физическим характеристикам.

Ловушка – некоторый объем горных пород, в котором изменение проницаемости в направлении возможного под действием силы гравитации движения нефти и газа обеспечивает их накопление и сохранение.

Песчаник – осадочная порода, представляющая собой сцементированный песок с размерами зерен 0,1-1,0 мм.

Пласт – геологическое тело, характеризующееся более или менее однородным вещественным составом и имеющее резко уплощенную форму; мощность пласта на несколько порядков меньше его протяженности

Покрышка – литологическое тело (пласт, пачка, свита и прочие), расположенное над коллектором нефти (газа) и препятствующее фильтрации углеводородов из коллектора в верхние горизонты.

Пористость – свойство породы, заключающееся в наличии в ней всякого рода пустот (пор, каверн, трещин).

Природный резервуар – естественноеместилище для нефти, газа и воды, внутри которого они могут циркулировать.

Проницаемость – свойство горных пород, определяющее возможность фильтрации жидкости.

Репер – характерный пласт или характерное изменение физических свойств пород, фиксируемое на каротажных диаграммах, электро- и сейсмопрофилей и т.п., позволяющие сопоставлять геологические разрезы или прослеживать какие-либо геофизические границы.

Свита – основная таксономическая единица местных стратиграфических подразделений. Она представляет собой совокупность развитых в каком-то геологическом районе отложений, которые отличаются от выше- и нижележащих отложений специфическими характеристиками: литологическими и палеонтологическими. Свиты могут объединяться в серии и комплексы и подразделяться на подсвиты и пачки.

Обозначения и сокращения

ВНК – водонефтяной контакт;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГРР – геологоразведочные работы;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МОВ – метод отраженных волн;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

СЗЗ – санитарно-защитная зона;

УВ – углеводороды;

УЭС – удельное электрическое сопротивление;

ППД – поддержание пластового давления;

ТЭО – технико-экономическое обоснование.

Содержание

Введение	14
1 Общая часть	16
1.1 Географо-экономическая характеристика	16
1.2 Геолого-геофизическая изученность	20
2 Геологическая часть	22
2.1 Стратиграфия	22
2.2 Тектоника	30
2.3 Нефтегазоносность	32
2.4 Характеристика флюидов	38
2.5 Запасы газа стабильного конденсата и нефти	42
3 Специальная часть	45
3.1 Основные принципы расчленения и корреляции терригенных отложений	45
3.2 Особенности строения продуктивных отложений верхневасюганской подсистемы Мыльджинского месторождения	46
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
4.1 Современное состояние компании	61
4.1.1 Результаты хозяйственной деятельности	61
4.1.2 Оценка мощностного потенциала компании	62
4.2 Расчет экономических показателей и сметы геофизических работ	63
5 Социальная ответственность	71
5.1 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	72
5.1.1 Воздействие вредных химических веществ на человека	72
5.1.2 Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе	73
5.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	74
5.1.4 Тяжесть физического труда	75
5.2. Анализ выявленных опасных факторов	76
5.2.1 Электрический ток	76
Заключение	79
Список использованной литературы	80

Введение

Изучение осадочной толщи Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения проводилось со времени его открытия, в 60-е годы. Как известно, промышленная нефтегазоносность Мыльджинского месторождения установлена в юрских и нижнемеловых отложениях. Отсутствие, по мнению геологов, надёжных флюидоупоров в разрезе изучаемой юрской толщи обусловило выбор объектов для испытания, охватывающих диапазон до 40 м и включающих по 2-3 проницаемых пласта. В связи с этим единым продуктивным горизонтом был принят интервал, включающий проницаемую толщу верхов тюменской свиты ($Ю_2$) и отложения васюганской свиты ($Ю_1$), получивший название $Ю_{1+2}$. Эта толща явилась объектом литолого-фациальных исследований в 60-е – 70-е годы. Все литологические, фациальные построения, выявление зон распространения коллекторов различных типов и т.п. осуществлялись для толщи $Ю_2 + Ю_1$ в целом.

В дипломной работе изучалось геологическое строение, условия образования и нефтегазоносность Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения.

Объектом исследования послужил пласт $Ю_1^4$ подугольной толщи юрского нефтегазоносного комплекса.

Актуальность исследований связана с продуктивностью горизонта $Ю_1$ в целом, его сложным геологическим строением, латеральной и вертикальной литологической и фациальной изменчивостью отложений и сложностью поисков ловушек, связанных с литологическим замещением пород.

Целью дипломной работы явилось детальное изучение геологического строения месторождения и выявление условий осадконакопления, способствовавших формированию пласта $Ю_1^4$.

В *задачи исследования* входили: выбор методов исследований, построение схем корреляции разрезов скважин, построение и анализ структурных карт, карт толщин и литологического состава пласта Ю₁⁴.

В работе использованы геолого-геофизические и литолого-фациальные *методы исследований*, на основе которых выявлены особенности отложений разного генезиса, выделены литогенетические типы пород.

1 Общая часть

1.1. Географо-экономическая характеристика района Мыльджинского месторождения

Мыльджинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области в 450 км к северо-западу от Томска и в 50 км южнее села Средний Васюган, в пределах юго-восточной части Средневасюганского мегавала (рисунок 1).

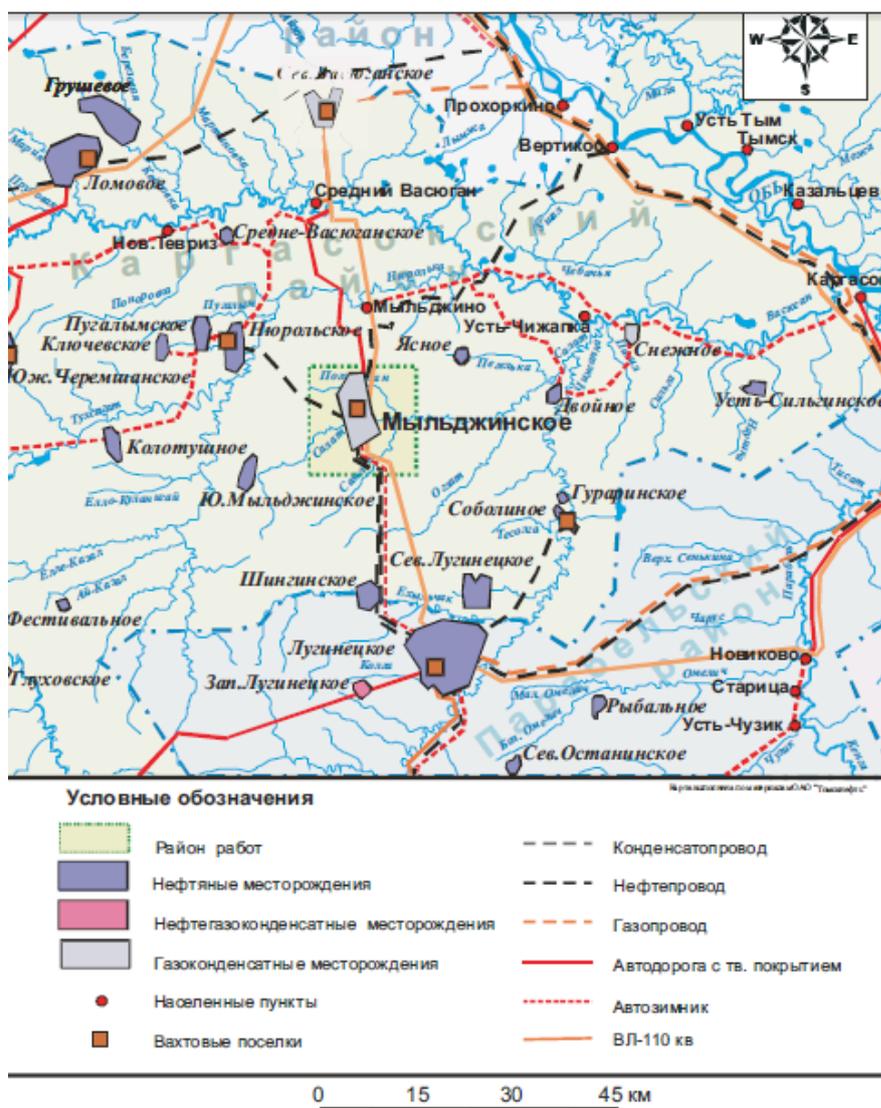


Рисунок 1.-Обзорная карта

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью.

Абсолютные отметки рельефа изменяются от +74 м в пойменных частях рек до +115 м на водоразделах.

Наиболее значительной на территории является р. Салат с многочисленными притоками: Малый, Средний, Большой Карьят, Погон-Еган, Кыльман (левые притоки) и Б. Самлат, Салин-Игай, Чанга, Мыга (правые притоки).

Река Салат пересекает территорию месторождения с юго-запада на северо-восток до впадения Среднего Карьята, затем меняет направление течения на субширотное, образуя на своем пути русловые болота.

Ширина реки 5–15 м, скорость течения небольшая – 0,4–0,6 м/сек., глубина 0,5–1,5 м. Воды протекающих рек используются как для технических, так и для питьевых целей.

Берега рек обычно заболочены, но местами крутые и сильно залесены. В нижнем течении рек образуются широкие поймы, покрытые густым кустарником с незамерзающими в зимнее время мелкими озерами и болотами. Большая часть территории водоразделов также залесена; породы деревьев различные, однако большинство хвойных (кедр, сосна, ель, пихта), изредка встречаются осина и береза.

Климат континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет $-20 - -25^{\circ}\text{C}$, иногда до $-40 - -50^{\circ}\text{C}$. Зимний период продолжается в среднем 180–185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0,48–0,6 м, промерзаемость грунта 1,0–1,2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль.

Лето короткое, теплое (температура в июле – самом жарком месяце лета – поднимается до $+30 - +32^{\circ}\text{C}$). Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм, причем наибольшее количество их выпадает летом и осенью.

Ледоход начинается в конце апреля – начале мая, ледостав в конце

октября – начале ноября. Продолжительность навигационного периода 150–170 дней.

Непосредственно на территории месторождения населенных пунктов нет. Самым ближайшим является поселок Мыльджино, расположенный в 30–35 км к северу от месторождения. База НГДУ Лугинецкнефть расположена в г. Кедровом, который находится в 110 км южнее месторождения.

В летнее время доставка грузов осуществляется водным транспортом, зимой – по зимнику и на вертолетах.

Строительный лес для обустройства буровых имеется на месте. Глин хорошего качества в районе работ нет, поэтому для приготовления глинистого раствора из местных глин необходимо делать добавки бентонитовой глины и химреагентов.

С целью обеспечения буровых технической водой предусматривается бурение водяных скважин глубиной до 50–150 м.

Месторождение открыто в 1964 г. В 1968 г. по результатам 34 пробуренных разведочных скважин запасы свободного газа и конденсата утверждены в ГКЗ СССР суммарно по юрским отложениям горизонтов Ю₁+Ю₂, а также по меловым отложениям пластам Б₈, Б₁₀ и Б₁₆₋₂₀ по категории В+С₁ в количестве 91567 млн. м³ и 9543/6946 тыс. т, по категории С₂, соответственно, 7596 млн. м³ и 891/ 552 тыс. т.

Представляемые запасы нефти нефтяной оторочки не были утверждены как необоснованные.

В период, прошедший после представления материалов в ГКЗ СССР, на месторождении было пробурено 12 скважин, которые в целом подтвердили полученные ранее результаты, а также наличие нефтяной оторочки в западной и в восточной частях месторождения. В 1984–1985 гг. ЦКЗ МинГео СССР утверждены запасы нефти по пластам Ю₁¹ и Ю₁⁴, выделенным в составе горизонта Ю₁ васюганской свиты верхней юры по

категории С₁ в количестве 10960/3170 тыс. т. (протоколы от 21.02.84 г. и 10.04.85 г.).

В 1991 г. месторождение передано ПГО «Томскнефтегазгеология» на баланс ОАО «Томскнефть», а затем в 1995 г. – ОАО «Томскгаз». В 1996 г. в связи с подготовкой его к промышленному освоению пробурена поисково-оценочная скважина № 62.

Скважина выполнила свое целевое назначение:

- Изучены добывные возможности пласта Ю₁³.
- Изучены фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.
- Реализована полная программа газоконденсатных исследований.

В процессе подготовки настоящего проекта ОПЭ, осуществлена дифференцированная переоценка запасов углеводородов по пластам Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂¹, Ю₂² и Б₁₀. Запасы пластов Б₁₆₋₂₀, Б₈ из-за их незначительности не пересматривались.

Для этого использовались новые сейсмические материалы МОГТ, подготовленные по «Сибнефтегеофизика», в качестве сейсмоосновы для структурных построений, проведена детальная корреляция отложений горизонтов Ю₁, Ю₂ и Б₁₀, перепроинтерпретированы все материалы ГИС с использованием количественных критериев и более совершенных методических приемов.

На месторождении пробурено 101 скважина, из них:

в эксплуатационном фонде – 55

в контрольном фонде – 2

ликвидировано – 39

Эксплуатационные скважины сосредоточены на 12 кустовых основаниях. По конструкции вертикальные, наклонно-направленные и 5 горизонтально-направленных.

Дебиты скважин составляют от 10 до 500 тыс. м³/сут. Начальный

конденсатный фактор свыше 100 г/м³. На скважинах ведется большой объем гидродинамических исследований.

В настоящее время разработка месторождения ведется на основании «Технологической схемы разработки Мыльджинского газоконденсатного месторождения» выполненного в 2005 г.

В разработке находятся два объекта эксплуатации группа пластов Ю₁₊₂ (I эксплуатационный объект) и пласт Б₁₀ (II эксплуатационный объект). Залежи пластов Б₈ и Б₁₆₋₂₀ в настоящее время не разрабатываются и являются возвратными. Оценка степени вовлечения запасов Мыльджинского месторождения в разработку показала, что наиболее полно отрабатывается пласт Б₁₀, где вовлечено в разработку 98% запасов углеводородов. Запасы углеводородов юрских отложений вовлечены в разработку на 70%.

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Впервые геологические исследования регионального характера на территории района начали проводиться с 1947г. В период 1947 - 64гг. были выполнены геологическая, аэромагнитная (М 1:1000000) и гравиметрическая (М 1:200 000) съемки. Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка – Средне-Васюганский мегавал.

Таблица 1– Геолого-геофизическая изученность предшествующего этапа работ

Вид работ, масштаб	год	Результаты исследований
Аэромагнитная съемка масштаба 1:1000000	1947-1953	Результаты были положены в основу районирования территории.
Геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000	1952-1954	

Продолжение таблицы 1

Аэромагнитная съемка масштаба 1:1000000	1954-1955	
Гравиметрическая съемка масштаба 1:200000.	1955 - 1964	Этими работами была выявлена положительная структура первого порядка – Средне-Васюганский мегавал
Первые площадные сейсморазведочные работы МОВ	1958-1959	В результате проведенных исследований были получены первые сведения о строении центральной части Средне-Васюганского мегавала и выявлен ряд локальных поднятий II порядка: Рагозинское, Красноярское, Северо-Васюганское
Проведены детальные площадные сейсморазведочные работы МОВ С/П 12, 15/61-61 6	1960-1962	По их результатам построена структурная карта по отражающему горизонту "Па" (подошва марьяновской, ныне – баженовской свиты).
Проведены площадные работы МОВ ОГТ	1964-1965	Уточнение геологического строения южной части Средне-Васюганского мегавала
Проведены сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D в масштабе 1:100000 по структурному признаку.	1983-1986	Был детализирован восточный борт Мыльджинского поднятия. Дополнительно к структурным построениям по основному отражающему горизонту Па, была подготовлена структурная карта по низам покурской свиты.
Проводятся детальные (масштаба 1:50000) сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D и 3D	1992-1994	Уточнение структурных построений и контуров нефтегазоносности по продуктивным горизонтам. Использовалась более плотная сеть профилей наблюдений.

2 Геологическая часть

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении Мыльджинского месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (рисунок 2).

Первые представляют фундамент, последние – осадочный чехол. Мощность чехла достигает 2700 м.

В составе комплекса осадочных образований принимают участие юрские, меловые, палеогеновые, неогеновые и четвертичные отложения, залегающие несогласно на размытой поверхности фундамента, сложенного дислоцированными докембрийскими, палеозойскими отложениями.

Палеозойские отложения вскрыты скважинами №№ 1, 4, 11, 54, 55 и 56. В центральной части поднятия они представлены известняками светло- и темно-серыми, однородными, со структурами от криптокристаллической до мелко- и среднезернистой (скважины №№. 1, 4, 56). Характерны трещины, выполненные белым кальцитом. В разрезе восточной части встречены эффузивные диабазы светло-зеленые хлоритизированные, черные мелкозернистые и долериты среднезернистые (скважина № 55). Встречается также брекчированная кремнисто-карбонатная слоистая порода. Вскрытая мощность палеозойских отложений – до 63 м.

На размытой поверхности доюрских образований со стратиграфическим угловым несогласием залегают отложения более позднего возраста, к которым приурочены основные нефтяные залежи.

Юрская система в соответствии с региональной стратиграфической шкалой представлена средним и верхним отделами, объединяющими тюменскую, васюганскую (наунакскую), георгиевскую и баженовскую свиты.

Средний отдел юрской системы представлен тюменской свитой.

Тюменская свита (J_{2tm}) сложена континентальными отложениями, сформировавшимися в условиях поименно-аллювиальной равнины, а в верхней части – в прибрежно-морских. Свита сложена чередующимися серыми и темно-серыми аргиллитами с прослойками и линзами угля, алевролитов серых, глинистых и песчаных, песчаников серых, мелкозернистых, часто алевролитистых, полимиктовых с органическими остатками: *Trochammina praesquamata* T., *Jacutica*, *Marginulin*.

В кровле тюменской свиты выделен горизонт Ю₂, он характеризует трансгрессивный этап развития морского бассейна в бате. По составу горизонт неоднороден, и может быть представлен двумя обособленными песчаными пропластками (Ю₂¹ и Ю₂²) или одним из них. В ряде случаев отмечается замещение песчаников на алевроитоглинистые разности.

Васюганская свита (J_{3vs}) объединяет мелководно-морские и прибрежно-морские осадки келловей-оксфордского возраста. Она подразделяется на нижневасюганскую и верхневасюганскую подсвиты.

Нижневасюганская подсвита, характеризующая кульминационный этап бат-келловейской трансгрессии, является межрезервуарной покрывкой, разделяющей пласты Ю₂¹⁻² и горизонт Ю₁.

Верхневасюганская подсвита в нефтегазоносном отношении рассматривается как продуктивный горизонт Ю₁. К нему относятся (рисунок 3.) пласты: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹, разделённые между собой глинистыми и или углистыми пачками. В литологическом отношении, породы представлены песчаниками серыми с включениями углистого детрита, алевролитами и косослоистыми плотными аргиллитами. Мощность алевроитоглинистой составляющей подсвиты от 3 до 29 м и зависит от литологической неоднородности выше и ниже лежащих песчано-алевритовых пачек. Свиту характеризуют органические остатки: *Meleagrinnella ovalis*, *Recurvoides disputabilis*, *Hoeglundina tjumensis*, *Kesigvoides disputabilis*. Общая мощность васюганской свиты 46–79 м.

маломощна (1–2 м), либо отсутствует. По ряду площадей в нижней части свиты отмечены прослои непроницаемых зеленых, глауконитовых песчаников, выделяемых в барабинскую пачку.

Баженовская свита (J₃bg) венчает волжский комплекс. В литологическом отношении – это черные, иногда с буроватым оттенком битуминозные аргиллиты морского глубоководья, сильно окремненные, содержащие включения пирита и прослои известковых пород. Свиту характеризуют органические остатки: *Kachpurites* sp. Indet., *Dorsorlanitinae*, *Spiroplectamina vicinalie*, *Dorothia tortuosa*. Мощность свиты составляет 8–40 м.

Меловая система в разрезах скважин представлена нижним и верхним отделами. Нижнемеловые отложения, залегающие согласно на отложениях баженовской свиты, представлены в объеме берриас-валанжина (куломзинская и тарская свиты) и готерив-баррема (киялинская свита).

Куломзинская свита (K₁klm) представлена осадками глубоководного и мелководно-морского генезиса, и осадки ее распространены повсеместно и вскрыты почти всеми пробуренными скважинами. В литологическом отношении свита сложена серыми аргиллитами, опесчаненными в кровле. В объеме свиты выделяются три продуктивных пласта Б₁₆₋₂₀, Б₁₀, Б₈. Резервуары Б₁₆₋₂₀ (ачимовская пачка), выделяемые в подошвенной части аргиллитовой толщи, формировались в условиях крутопадающего шельфового склона, образуя выдержанный клиноформный песчаный комплекс.

Вследствие генетических особенностей формирования, пласты Б₁₆₋₂₀ на Мыльджинской площади обладают значительной литологической изменчивостью, вплоть до полного замещения глинами в восточной, западной и южной частях структуры.

В литологическом отношении резервуар представляет чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, в основном мелкозернистые, косослоистые и тонкогоризонтальнослоистые. Алевролиты

серые, темно-серые, глинистые. Песчаники и алевролиты по составу кварц-полевошпатовые, песчаники сцементированы хлоритовым, гидрослюдистым, реже каолинитовым цементом.

Пласт B_{10} приурочен к верхней части куломзинской свиты. Литологически представлен светло-серыми с зеленоватым оттенком песчаниками и алевролитами мелко-среднезернистыми, преимущественно полевошпатовыми. Аргиллиты зеленовато-серые, алевролитистые, плитчатые.

Пласт B_8 , залегающий стратиграфически выше резервуара B_{10} , представлен двумя проницаемыми прослоями, разделенными глинистой пачкой небольшой мощности.

Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychites* sp. *Inted*, *Tollia* sp. *Inted*, *Pseudolamfrckina tararica*. Общая мощность куломзинской свиты составляет 269–322 м.

Тарская свита (K_{1tr}) залегают согласно на отложениях куломзинской свиты. Песчано-глинистые отложения свиты, сформированные в прибрежно-морских условиях, представлены светло-серыми и серыми, средне-мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми слоистыми песчаниками, а также серыми и светло-серыми с зеленоватым оттенком, плотными, часто с большим включением растительных остатков аргиллитами. Свита характеризуется органическими остатками: *Temnoptychites* sp. *Indet*, *Globulina praelacrima*.

Общая мощность тарской свиты 70–104 м.

Общая мощность берриас-валанжина 359–426 м.

Киялинская свита (K_{1kls}) готерив-барремского возраста залегают согласно на отложениях тарской свиты. Осадки сложены прибрежно-континентальными серыми, темно-серыми, иногда зеленоватыми песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами, местами имеющими пестроцветную окраску, буровато- и зеленовато-серого тонов. Свита характеризуется органическими осадками: *Gleichenites* sp.,

Sphenopteris, *Darvinula Barabinskensis*. Общая мощность киялинской свиты 497–553 м.

Верхний отдел представлен апт-альб-сеноманом (алымская, покурская свиты), туроном (кузнецовская свита), коньяк-сантоном (ипатовская свита), сантон-кампаном (славгородская свита) и маастрихт-датским ярусами (ганькинская свита).

Алымская свита (K_{1al}) раннеаптского возраста залегает согласно на отложениях киялинской свиты и четко подразделяется на две подсвиты.

Нижняя часть свиты сложена осадками прибрежно-морского и морского происхождения, представлена переслаиванием песчаников, глинистых песчаников и глин.

Верхняя часть свиты представлена глинами кошайской пачки, сформированными в морских условиях. Органические остатки: *Cleicheniaceae* / *Cleicheniidites triplex*, *Sphagnum* sp.

Общая мощность алымской свиты составляет 25 м.

Покурская свита (K_{1-2pr}) апт-альб-сеноманского возраста залегает согласно на отложениях алымской свиты и представлена переслаивающимися сероцветными песчаниками, сформированными в континентальных условиях, с пачками пластов, сформированными в морских и прибрежно-морских условиях, представленными темно-серыми глинами, серыми и светло-серыми алевролитами и песчаниками с прослоями глин. Встречаются включения зерен янтаря. Свиту характеризуют органические остатки: *Ammobaculites Fragmentarius*, *Lega* sp. Indet. Общая мощность покурской свиты составляет 777–824 м.

Кузнецовская свита (K_{2kz}) туронского возраста залегает согласно на покурской свите. Отложения были сформированы в условиях морской трансгрессии. Представлены серыми и глинистыми темно-серыми породами, которые местами в кровле замещаются глинисто-кремнистыми отложениями. Свита характеризуется органическими остатками: *Cilicides westsibiricus*,

Gaudryinopsis finliformis. Общая мощность кузнецовской свиты 9–26 м.

Ипатовская свита (K_2ip) коньяк-сантонского возраста залегает согласно на отложениях кузнецовской свиты и представлена морскими песчаниками с глауконитом, часто с прослоями глин. Общая мощность ипатовской свиты 107–145 м.

Славгородская свита (K_2sl) сантон-кампановского возраста залегает согласно на отложениях ипатовской свиты и представлена толщей серых и зеленовато-серых глин, участками опоковидных, с прослоями серых глинистых алевролитов, сформированных в прибрежно-морских и континентальных условиях. Свиту характеризуют органические остатки: *Spiroplectamina optata*, *Brotzenella*. Общая мощность славгородской свиты 36–60 м.

Ганькинская свита (K_2gn) маастрихт-датского возраста залегает согласно на отложениях славгородской свиты и характеризуется сравнительно однообразной толщей серых, известковистых глин и мергелей серого и зеленовато-серого цвета, содержащих обильные органические остатки: *Brotzenella praeacuta*, *Spiroplectamina Kazanzevi*, *S. Variabilis*, *Candryna rugosa spinulosa*. Общая мощность ганькинской свиты 74–104 м.

Отложения *палеогеновой системы* залегают согласно на породах меловой системы. Они представлены морскими глинами талицкой свиты палеоценового возраста и отложениями люлинворской, чеганской, некрасовской свит эоцен-олигоценного возраста, сформированными в озерных, озерно-болотных и озерно-аллювиальных условиях и представленных чередованием сероцветных песков, алевролитов и глин с прослоями бурых углей. Органические остатки палеогеновой системы: талицкая свита – *Cibicides insubgnitus*, *Ammoscalaria friabilis*, *Cibicides favorabilis*; люлинворская свита – *Spongerus biconstrictus*, *Heliodiscus lentis*, *Textularia carinatiformis*; чеганская свита – *Liosphaeridae*, *Brotzonella munda*. Общая мощность палеогена 308–420 м.

Породы *четвертичной системы* залегают несогласно на отложениях палеогеновой системы. Отложения сформированы морскими, ледниковыми, озерно-ледниковыми, аллювиальными и другими континентальными осадками. Представлены песками мелко и среднезернистыми, местами глинистыми с мелкими растительными остатками, глинами серого цвета, растительными остатками в виде торфяника. Моренные отложения состоят из плотных супесей и суглинков с включением галек и валунов. Общая мощность четвертичной системы около 50 м.[8]

2.2 Тектоника

В тектоническом плане Мыльджинское месторождение располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста (рисунок 4.). Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты, пересекая ее с юга на север. Заложена она была в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Герцинский возраст центральной части плиты подтверждается не только типом структурных зон, развитых в фундаменте, но и составом пород, вскрытых скважинами. Доюрский комплекс отложений служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в мезозое-кайнозое были сформированы конседиментационные структуры платформенного чехла.

На современном этапе изучения палеозойских образований установлена высокая степень дислоцированности доплатформенного комплекса и унаследованность структур поверхности фундамента платформенными мезозойско-кайнозойскими структурами. Согласно «Тектонической карте юго-востока Западно-Сибирской плиты» Мыльджинский вал по отложениям осадочного чехла находится на востоке Среднеवासюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной.

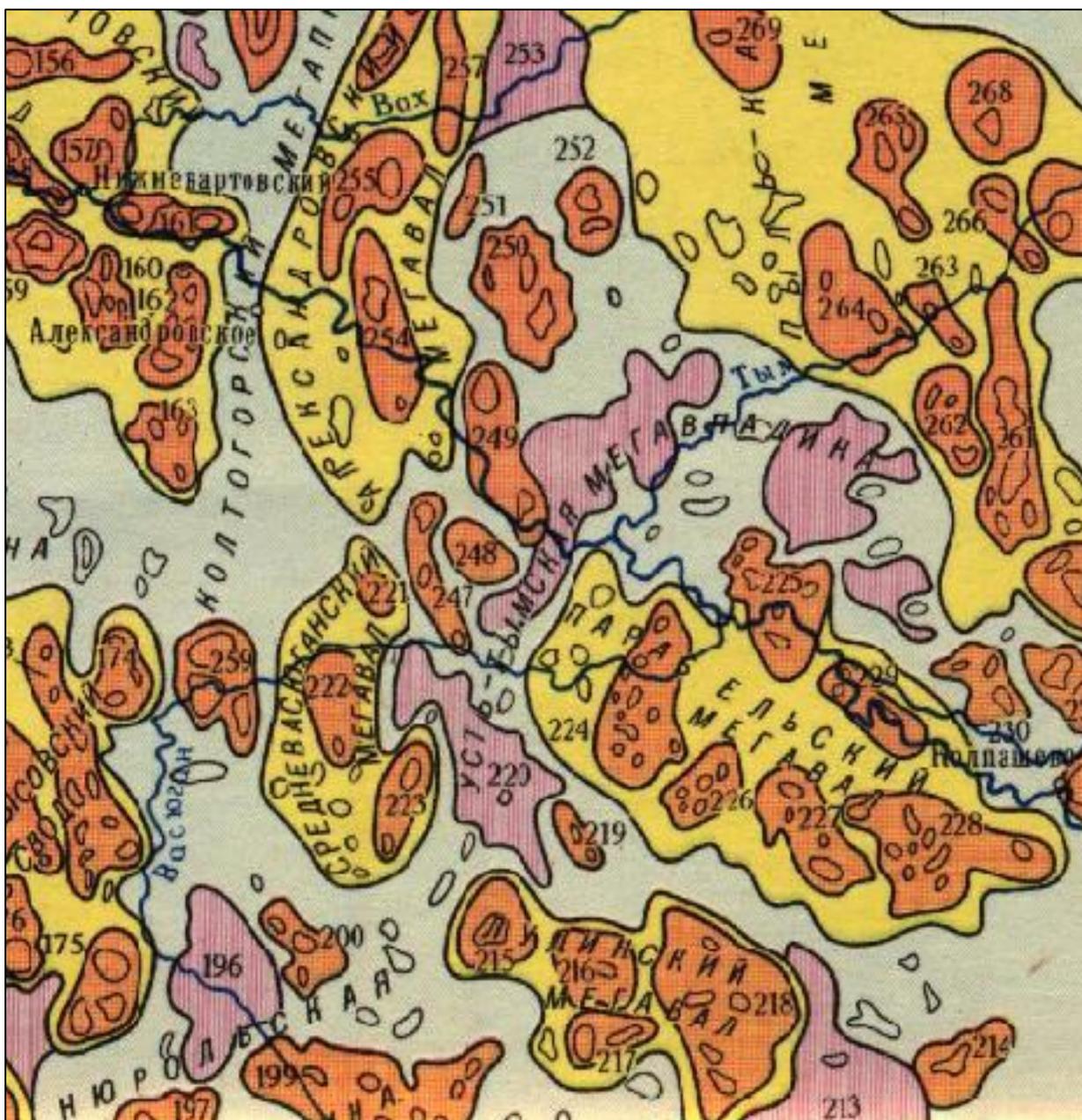


Рисунок 4-Тектоническая карта района работ (фрагмент ТЕКТОНИЧЕСКОЙ карты мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты под редакцией Нестерова И.И., 1979 г.)
Условные обозначения:

- | | |
|-------------------------------|-------------------------|
| 200 – Фестивальный вал | 223 – Мыльджинский вал |
| 221 – Северо-Васюганское к.п. | 247 – Межозерный вал |
| 222 – Новотевризское к.п. | 259 – Черемшанское к.п. |

Значительную роль в формировании тектонического облика участка работ играют дизъюнктивные нарушения. Как и на всей территории Западно-Сибирской плиты, на территории месторождения в региональном плане можно выделить две основные системы разломов северо-западного и северо-

восточного простирания. Разломы северо-западного простирания представляют собой нарушения, секущие только отложения фундамента. Северо-восточные, связанные с Усть-Тымским грабен-рифтом, представляют собой разломы, секущие фундамент и доплитный комплекс. Мыльджинский вал осложнен структурами III порядка: Мыльджинской, Мыгинской и Южно-Мыльджинской.

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

2.3. Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с поровыми коллекторами пластов Ю₁¹–Ю₁⁴, Ю₂¹, Ю₂² тюменской и Б₈, Б₁₀, Б₁₆₋₂₀ куломзинской свит (рисунок 5).

Первоначально залежь горизонтов Ю₁ и Ю₂ представлялась массивной с единым газоводяным контактом на абсолютной отметке -2321 м. В результате проведенной детальной корреляции и построения дифференцированных моделей для пластов Ю₁¹–Ю₁⁴ положения ГНК и ВНК приняты едиными на абсолютных отметках соответственно -2321 и -2334 м по геофизическим данным и результатам опробования скважин.

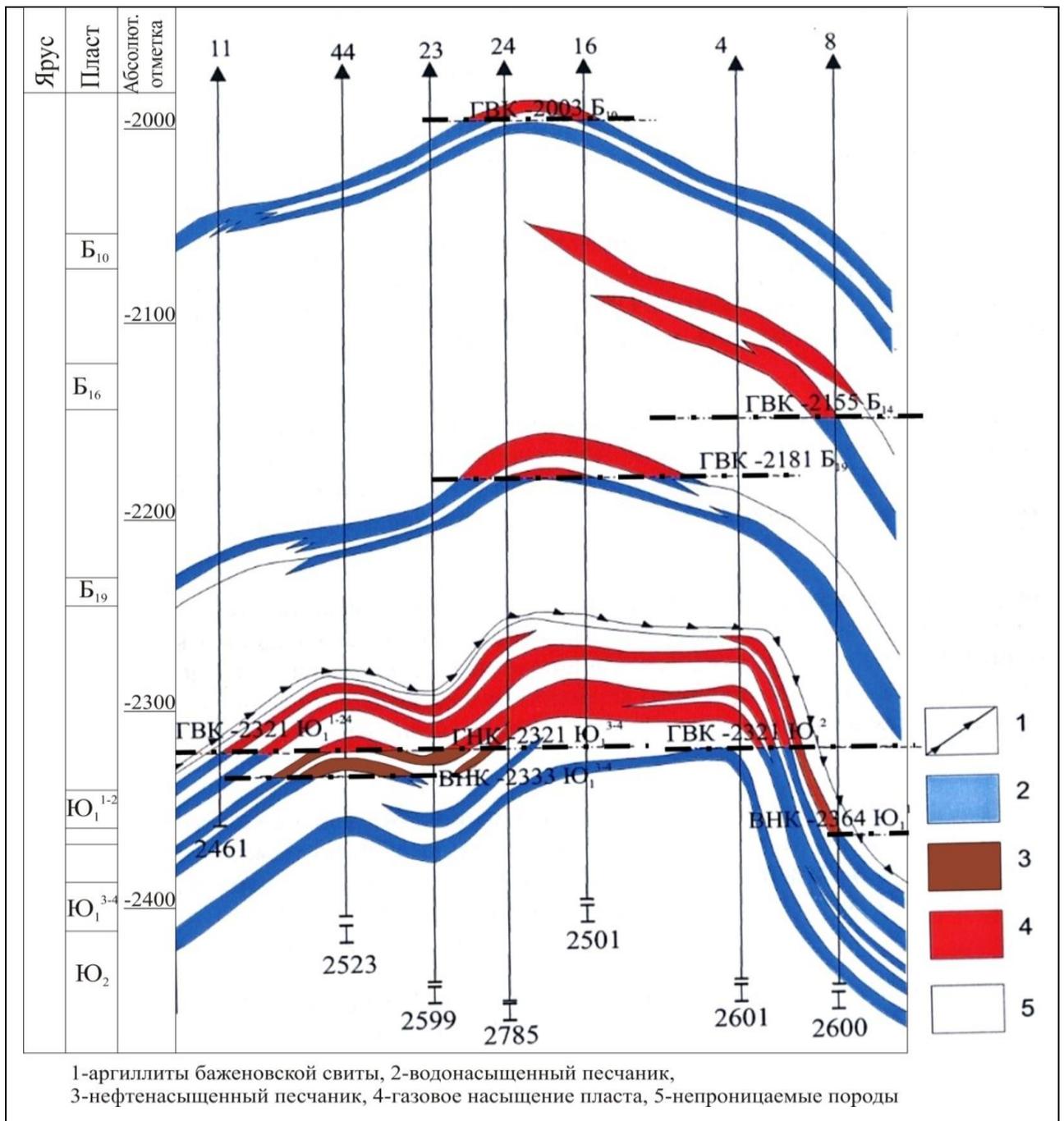


Рисунок 5 - Геологический разрез Мыльджинского месторождения

Пласты $Ю_2^1$ и $Ю_2^2$ опробованы, в основном, совместно с пластами $Ю_1^1$ – $Ю_1^4$, поэтому ГВК для них принят условно по геофизическим материалам скважин 1, 4, 5, 15, 20, 22, 27, 32 и 36 на той же отметке, что и для вышележащих пластов.

Залежь пласта $Ю_2^2$ вскрыта 5 скважинами на глубинах 2386–2416 м.

Пласт распространен по площади неравномерно, на северо-западе (скважины №№ 12, 32), юго-западе (скважины №№ 29, 37, 10, 11) и в центральной части (скважина № 56) замещен слабопроницаемыми разностями пород. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,6 м до 4,0 м. Пласт опробован совместно с вышележащими пластами и отдельно в скважине № 15, его продуктивная характеристика изучена слабо. При отдельном опробовании дебит газа составил 43,8 тыс. м³/сут на штуцере 7,9 мм. Положение газоводяного контакта принято на абсолютной отметке -2321 м по аналогии с пластами Ю₁¹–Ю₁⁴.

Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее – 17,5х2 км, высота 79 м. Газоводяная зона занимает 4,6 км² или 13,4 % от всей площади.

Залежь пласта Ю₂¹ вскрыта 11 скважинами на глубинах 2392–2401 м. Пласт выдержан по площади, зоны его замещения отмечаются в виде небольших пятен в периферийных частях структуры.

Эффективная газонасыщенная толщина составляет 1,2–6,0 м. Пласт опробован отдельно в скважине № 1, где из него получен промышленный приток газа с конденсатом дебитом 153,2 тыс. м³/сут и 15 м³/сут на штуцере 12,5 мм соответственно. При совместном опробовании его с вышележащими пластами в скважине № 15 и 32 на высоких гипсометрических уровнях продуктивность пласта не оценена. Газоводяной контакт принят также по аналогии с пластами Ю₁¹–Ю₁⁴ на абсолютной отметке -2321 м. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее 21х4 км, высота 31 м. Газоводяная зона незначительная и равна 12,8 км² или 16,7 %.

Залежь пласта Ю₁⁴ вскрыта 19 скважинами на глубинах 2365–2436 м. Пласт-коллектор развит в северной и западной частях площади, на юге часто замещается глинистыми разностями. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,8–11,2 м.

Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой полного контура. Газовая часть пласта вскрыта 13 скважинами, нефтяная оторочка 6 скважинами. Раздельно пласт Ю₁⁴ опробован в скважинах №№ 44 и 53, в которых из нефтяной части получен приток нефти дебитом 4,6–17,6 м³/сут. на 4 мм штуцере. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 1,2–4,6 м. Совместно с другими продуктивными пластами пласт Ю₁⁴ опробован в 11 скважинах.

Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 17,2х4,8–7,8 км, высота 50 м. Газонефтяная зона занимает 17,0 км² или 15,4 % общей площади газоносности, площадь нефтяной оторочки равна 50,5 км², что составляет 31,4 % от общей площади нефтегазоносности.

Залежь пласта Ю₁³ вскрыта 27 скважинами на глубинах 2362–2460 м. Пласт является основным продуктивным пластом, хорошо выдержанным по площади и разрезу, лишь в скважине 33р замещен плотными породами. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 3,6 до 19,0 м. В строении пласта отмечена зональность чередования хороших и средних коллекторов. Рукавообразно с юго-запада на северо-восток протягивается зона увеличенных толщин в районе скважин №№ 1, 7, 21, 25, на севере – в районе скважин №№ 22, 38. Залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой полного контура, ширина оторочки 0,250–1,0 км. Газовая часть пласта вскрыта 23, а нефтяная 5 скважинами. Раздельно пласт опробован в скважине № 53, где получена его качественная газовая характеристика без отработки режимов. При совместном опробовании с другими пластами пласт Ю₁³ играет определяющую роль в величинах дебитов, которые изменяются от 21 до 711 тыс. м³/сут. Нефтяная оторочка опробована совместно с пластом Ю₁⁴ в скважине № 42. Дебит нефти составил 15,2 м³/сут. Нефтенасыщенная толщина составляет 0,8–8,4 м. Площадь нефтяной оторочки 72,8 км², что составляет 30,3 % от общей площади нефтегазоносности пласта Ю₁³. Залежь пластовая, сводовая, участками литологически ограниченная. Размеры

залежи $24,0 \times 6,8-14,0$ км, высота 56 м. Нефтегазовая зона занимает $33,4 \text{ км}^2$ или 20 % от площади газоносности.

Залежь пласта Ю₁² вскрыта 22 скважинами на глубинах 2348–2416 м. Пласт получил развитие в северной и центральной частях структуры, на остальной части замещается плотными породами. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 5,0 м. Опробован (кроме скважины № 38) совместно с основными продуктивными пластами горизонта Ю₁. Залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная с нефтяной оторочкой неполного контура в районе скважины № 21р. При опробовании пласта в интервале 2416,0–2423,0 м (абс. отм. -2317,0 – -2323,8 м) получен приток нефти дебитом $4,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$ на динамическом уровне 602 м. Размеры газоконденсатной залежи составляют $21,5 \times 11,5$ км, высота 73 м. Газоводяная зона незначительна и занимает $10,9 \text{ км}^2$ или 7 %.

Залежь пласта Ю₁¹ вскрыта 10 скважинами на глубинах 2344–2459 м. Пласт развит в западной и восточной частях структуры. В сводовой части протягивается обширная зона отсутствия коллекторов. К западному крылу структуры приурочена основная газоконденсатная залежь. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,6 до 14,8 м. Пласт Ю₁¹ отдельно опробован в скважинах №№ 28 и 31. Получены притоки газа дебитами $152,5-174,1$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$ на штуцере 11,1 мм. Залежь пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее $15,5 \times 7,7-10,2$ км, высота 66 м. Газоводяная зона западной залежи занимает площадь $22,8 \text{ км}^2$, что составляет 19,6 %.

На восточном борту поднятия скважинами №№ 4, 17 и 51 выявлена газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой неполного контура. Газовая часть залежи не опробована. При опробовании скважин, вскрывших нефтяную зону пласта, получены притоки нефти дебитом $3,4$ ($H_{\text{дин}} - 1200$ м) и $0,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$ переливом. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта

составляет 2,4–8,0 м. Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -2366 м по подошве пласта Ю₁¹ в скважине № 17. Залежь структурно-литологическая, размеры ее 8,5х3,0 км, высота 73 м. Размеры нефтяной оторочки – 9,5х1,5 км. Газонефтяная часть залежи занимает площадь 0,7 км², что составляет 9,3 % общей площади залежи.

Залежь пласта Б₁₆₋₂₀ вскрыта 11 скважинами на глубинах 2227–2281 м. Пласт имеет очень сложное строение, распространен неповсеместно. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 до 20,0 м.

Газоносность его подтверждена опробованием в скважинах №№ 32 и 4, в которых получены притоки газа с конденсатом дебитами от 27,3 до 102 тыс. м³/сут. на 7,9 мм штуцере. Газоводяной контакт принят по нижнему отверстию перфорации в скважине № 4 на абсолютной отметке -2181 м. При опробовании пласта в скважинах №№ 12 и 29 выше уровня ГВК получены притоки газа с водой, что объясняется негерметичностью эксплуатационных колонн. Остальная часть предполагаемой залежи не опробована. Залежь является пластовой сводовой, литологически ограниченной. Размеры ее 19х4,5 км, высота – 40 м.

Залежь пласта Б₁₀ вскрыта 13 скважинами на глубинах 2143–2245 м. Пласт фациально неустойчив и прослеживается только на восточном склоне структуры. Эффективная газонасыщенная толщина колеблется от 2,0 до 13,2 м.

При опробовании в 6 скважинах получены промышленные притоки газа и конденсата дебитами до 386 тыс. м³ /сут. и 68,6 м³/сут. соответственно (скважина № 34). Положение ГВК определено на отметке -2162 м по подошве пласта в скважине № 54.

Залежь газоконденсатная, структурно-литологическая. Размеры залежи 19,0х4,0 км, высота – 111 м. Газоводяная зона занимает 9,1 км² или 11,4 %.

Залежи пласта Б₈ вскрыты 4 скважинами на глубинах 2204–2227 м.

Выявленные две залежи приурочены к центральному и южному куполам. Пласт хорошо выдержан по площади и разрезу. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 2,0 до 6,4 м.

В пределах центрального купола пласт опробован в колонне скважины № 1, получен промышленный приток газа дебитом 182 тыс. м³/сут. на штуцере 12,6 мм. В скважине № 24 приток газа получен при опробовании в процессе бурения. Газоводяной контакт принят на отметке -2003 м по материалам ГИС и результатам опробования в скважине № 24. В пределах этого контакта предполагается наличие газоконденсатной залежи и на южном куполе (скважина № 15). Залежи газоконденсатные, пластовые сводовые, по всей площади подстилаются водой. Размеры залежей 6,0x2,7 км (скважина № 1), 5,2x4,0 км (скважина № 15), высота соответственно составляет 11 м, 13 м.

В отложениях палеозоя и тюменской свиты (пласты Ю₃–Ю₇) опробованные объекты были «сухими», с непромышленными притоками УВ или с незначительными притоками воды.

2.4. Характеристика флюидов

Промысловые исследования на конденсатность были выполнены на 15 скважинах по горизонтам Ю₁₋₂ и на 3 скважинах по пласту Б₁₀. Исследования проводились на циклонном сепараторе типа ХН-92-015 (диаметр циклона 200 мм, рабочее давление 16,0 МПа). К сожалению, качество этих исследований не всегда можно признать удовлетворительным. Во многих случаях не удалось восстановить условия, при которых были выполнены газоконденсатные исследования. Поэтому сложно отдать предпочтение тем или иным результатам, которые часто существенно отличаются. Так, исследования по пласту Б₁₀ на скважинах №№ 3, 17 и 21 были выполнены при различных дебитах газа: 55, 146 и 700 тыс. м³/сут.

Конденсатно-газовый фактор оказался равным 327, 130 и 95 см³/м³, т.е.

крайние значения отличаются более чем в три раза. Поэтому имеющуюся на сегодня информацию во многих случаях следует воспринимать как ориентировочную, нуждающуюся в уточнении по новым разведочным или первым эксплуатационным скважинам.

Полученные материалы указывают на то, что конденсат по своему групповому составу является малосернистым, с незначительным содержанием ароматических и высоким парафиновых углеводородов, что делает его исключительно ценным сырьем для различных нефтехимических процессов и прежде всего для пиролиза. Вследствие того, что наблюдается дифференциация состава пластового газа в пределах залежи, изменяется и фракционный состав конденсата.

В пробах, отобранных из центральной части залежи (район скважин №№ 15, 29), 98 % конденсата выкипает до 250° С. В то же время, пробы из периферийной части имеют повышенную плотность, и до 250° С выкипает только 70 % (скважина № 31). Часто из-за примеси нефти конденсат имеет темную окраску.

Рассмотрение материалов по пласту Б₁₀ указывает на низкое качество промысловых исследований и отбора проб. При выполнении PVT исследований на УГК-3 при составлении рекомбинированной пробы газ и конденсат были взяты из разных скважин. Поэтому к полученным результатам следует относиться с осторожностью и считать их предварительными. По своему составу стабильный конденсат пласта Б₁₀ еще более легкий, чем конденсат из горизонтов Ю₁₋₂. Дополнительных осложнений при его сборе, подготовке, транспорте или переработке наблюдаться не должно.

Выход стабильного конденсата по результатам промысловых исследований горизонта Ю₁₋₂ изменяется от 78 до 133 см³/м³. При этом плотность его меняется от 0,691 до 0,762 г/см³. Исключение составляет скважина № 31, где выход конденсата равен 304 г/м³, а его плотность равна

0,785 г/см³.

На основе полученных в результате промысловых исследований данных в подсчете запасов было взято потенциальное содержание конденсата равное 82,7 г/м³. Однако эта величина не учитывает его потери с газом сепарации и дегазации, которые обычно составляют 10–15 %. С учетом их потенциальное содержание должно составлять 91–95 г/м³.

Близкую величину – 96 г/м³ – рекомендуют авторы проекта опытно-промышленной эксплуатации группы газоконденсатных месторождений Томской области. По заключению ВНИИГаза ГКЗ принял величину потенциального содержания конденсата равной 101,7 г/м³. По нашему мнению с этой величиной можно согласиться, хотя в будущем вполне возможна корректировка в сторону ее увеличения. Дело в том, что имеющаяся на сегодня (хотя и крайне скудная) информация дает основание предполагать наличие в пределах залежи «классического» типа дифференциации пластовой системы, т.е. случая, когда от свода к ГНК и ВНК увеличивается жирность газа, растет потенциальное содержание конденсата и его плотность. А поскольку большинство скважин было пробурено в наиболее приподнятой части залежи, то и выход конденсата оказался заниженным. В пользу этого говорят результаты испытания скважины № 31, расположенной на периферии залежи. Расчеты показывают, что примесью нефти в конденсате невозможно объяснить увеличение выхода конденсата в ней в три раза.

По пласту Б₁₀ промысловые исследования дали среднюю величину 133,6 г/м³, но, как уже отмечалось выше, крайние значения по скважинам отличаются более чем в три раза. Поэтому ГКЗ утвердило величину содержания конденсата равную 120 г/м³.

Институтом Востокгазпром на скважине № 22 при работе с дебитом 389 тыс. м³/сут. были отобраны из горизонта Ю₁ пробы газа сепарации и сырого конденсата (давление сепарации 7,0 МПа, температура +11°С) для

лабораторных исследований. На установке УГК-3 определены пластовые потери сырого конденсата и построены изотермы конденсации пластового газа.

Анализ полученных данных позволил сделать следующие основные выводы:

- газоконденсатная смесь горизонта Ю₁ находится в однофазном состоянии;
- максимальные потери сырого конденсата наблюдаются при пластовом давлении 8,0–9,0 МПа;
- давление максимальной конденсации при промышленной обработке газоконденсатной смеси по насыщенному конденсату составляет 8,0–9,0 МПа, а по стабильному – 4,5–5,0 МПа.

Нефть характеризуется средней плотностью, низким содержанием серы. Характерной особенностью следует считать повышенное и высокое содержание парафинов, что определяет высокую вязкость и низкую температуру застывания.

Качество двух имеющихся глубинных проб нельзя признать удовлетворительным. Во-первых, результаты по газосодержанию отличаются почти в два раза. Во-вторых, для нефти, находящейся в контакте с газовой шапкой, при данных термобарических условиях газосодержание должно быть в несколько (в 3–5 раз) выше.

В скважине № 62Р, был выполнен комплекс газоконденсатных исследований. При их проведении были в значительной мере учтены недостатки ранее проводимых работ. Вероятно, поэтому полученные результаты существенно отличаются от предыдущих исследований.

Основные отличия обусловлены значительно большим выходом стабильного конденсата в скважине № 62, по сравнению с предыдущими, за счёт чего также изменился состав пластового газа. В нем уменьшилось количество метана, и выросла доля тяжёлых углеводородов. Естественно, за

счёт этого несколько изменились все свойства пластовой системы.

2.5 Запасы газа стабильного конденсата и нефти

Запасы газа и конденсата, подсчитанные по юрским (суммарно по горизонтам Ю₁ и Ю₂) и меловым отложениям (пласты Б₁₆₋₂₀, Б₁₀ и Б₈), рассматривались ГКЗ СССР по результатам бурения 32 скважин (протокол № 5362 от 23.02.1968 г.). Утвержденные начальные запасы газа и конденсата по категории В+С₁ составляют 91567 млн. м³ и 9543/6946 тыс. т. Запасы газа и конденсата категории С₂ учтены в количестве 7596 млн. м³ и 891/552 тыс. т, соответственно.

После подсчета запасов на месторождении пробурено 12 скважин, уточнивших его геологическое строение. Было подтверждено наличие нефтяной оторочки в пластах Ю₁¹ и Ю₁⁴, после чего в 1983–1984 гг. осуществлен подсчет запасов нефти категории С₁ в количестве 10960/3170 тыс. т (протоколы ЦКЗ Мингео СССР от 21.02.1984 г. и от 10.04.1985 г. В 1995–1996 гг. институтом ТомскНИПИнефть проведена детальная корреляция разреза верхнеюрских отложений, в результате чего в объеме горизонтов Ю₁ и Ю₂ выделены пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂¹ и Ю₂².

Определение подсчетных параметров продуктивных пластов проводилось дифференцированно по пластам Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₂¹, Ю₂² по зависимостям, построенным по керновым данным для горизонта Ю₁₋₂ Мыльдзинского месторождения. Пористость и газонасыщенность определялись взвешиванием по толщине. Из сопоставления приведенных данных следует, что определения коэффициента газо- и нефтенасыщенности по геофизическим данным в отчете 1967 г. и во вновь проведенной интерпретации по газо- и нефтенасыщенным пластам большой толщины согласуются между собой.

При пересчете запасов подсчетные параметры обоснованы в соответствии с дифференциацией пластов. При этом учитывались

коллекторские свойства пластов и их эффективные толщины. Определение коэффициента газо- и нефтенасыщенности пластов малой толщины проводилось экспертно с учетом нефтегазонасыщенности и коллекторских свойств пластов большой толщины.

Уточненные геологические запасы газа и конденсата категории В+С₁ составляют 82631 млн. м³ и 8613 тыс. т, категории С₂ – соответственно, 7940 млн. м³ и 861 тыс. т.

Основные запасы газа приурочены к горизонту Ю₁ и составляют по категории В+С₁ 65702 млн. м³ или 79,5 % от общих запасов месторождения. По остальным пластам геологические запасы газа распределились следующим образом: по пластам Ю₂¹–Ю₂² – 4917 млн. м³ или 6,0 %, по пласту Б₁₆₋₂₀ – 1070 млн. м³ или 1,3 %, по пласту Б₁₀ – 10206 млн. м³ или 12,8 %, по пласту Б₈ – 736 млн. м³ или 0,9 %.

Общие геологические запасы газа категории С₂ составляют 7940 млн. м³, половина из них приурочена к пластам Ю₂¹ и Ю₂², представленным низкопроницаемыми коллекторами.

Сопоставление пересчитанных запасов с утвержденными в ГКЗ показывает, что общая величина запасов газа категории В+С₁ по горизонтам Ю₁ + Ю₂ уменьшилась на 7822 млн. м³ или на 10,0 %, категорий В+С₁+С₂ – на 3844 млн. м³ или на 4,9 %.

Изменение промышленных запасов газа произошло, в основном, за счет уменьшения газонасыщенной толщины с 13,0 до 9,6 м (26,2 %) и объема газонасыщенных пород на 719131 тыс. м³ (23,5 %), а также частичного перевода запасов категории В+С₁ в категорию С₂ по горизонту Ю₂ и дифференцированного подсчета запасов.

Геологические запасы газа категории С₁ пласта Б₁₀ уменьшились на 1114 млн. м³ (9,8 %) за счет уменьшения газонасыщенной толщины с 7,1 до 5,9 м (16,9 %), уменьшения газонасыщенного объема на 49341 тыс. м³ (12,6 %).

В целом по месторождению геологические запасы газа и конденсата категорий В+С₁ уменьшились соответственно на 8936 млн. м³ (9,8 %), 930 тыс. т (9,7 %).

Геологические запасы нефти категории С₁ подсчитаны по пластам Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴ в количестве 14952 тыс. т, категории С₂ – в количестве 25165 тыс. т.

Геологические запасы нефти категории С₁ пласта Ю₁¹ по сравнению с числящимися на балансе уменьшились на 3854 тыс. т или на 58,8 %. Уменьшение запасов нефти категории С₁ связано с существенным уменьшением площади нефтеносности на 16170 тыс. м² (62 %) из-за уточнения границ залежи, уменьшения нефтенасыщенного объема на 77187 тыс. м³ (72 %).

Геологические запасы нефти категории С₁ пласта Ю₁⁴ увеличились на 318 тыс. т (7,2 %) за счет увеличения площади нефтеносности и коэффициентов пористости и нефтенасыщенности.

Дополнительно подсчитаны, геологические запасы нефти категории С₁ по пласту Ю₁³ в количестве 6708 тыс. т. и Ю₁² в количестве 820 тыс. т.

В целом по месторождению запасы нефти категории С₁ увеличились на 3992 тыс. т или 36,4 %. По пластам Ю₁³ и Ю₁⁴ дополнительно оценены запасы нефти категории С₂ в количестве 25165 тыс. т.

3 Специальная часть

3.1 Основные принципы расчленения и корреляции терригенных отложений

Системно-литологические исследования основываются на послойном описании разреза, следовательно, при использовании материалов ГИС за породный слой принимается тело с более или менее однородной промыслово-геофизической характеристикой. Выделение слоев различного литологического состава по материалам ГИС базируется на выявлении связи физических свойств с их составом и отражением на различного рода каротажных диаграммах.

В составе юрских и меловых образований Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяется следующий литологический ряд пород и их основные разновидности:

- 1) гравелито-галечники;
- 2) песчаники крупно- и среднезернистые;
- 3) песчаники мелкозернистые глинистые;
- 4) песчаники известковистые;
- 5) алевролиты;
- 6) алевролиты глинистые;
- 7) тонкое чередование, переслаивание песчаников, алевролитов и глин;
- 8) глины и аргиллиты без примеси песчано-алевритового материала;
- 9) аргиллиты битуминозные;
- 10) аргиллиты углистые;
- 11) угли.

Для литологического расчленения, характеристики и корреляции мезозойско-кайнозойского разреза Западной Сибири используется достаточно большой комплекс ГИС. Он включает: стандартный каротаж (КС и ПС); индукционный каротаж (ИК); гамма- и нейтронный гамма-каротаж (ГК, НГК); кавернометрию (КВ); акустический каротаж (АК). При изучении

и анализе этих материалов обычно используются детальные диаграммы масштаба 1:200. В результате изменения толщин пластов, их литологических характеристик и расстояния между ними, можно выявить условия осадконакопления, фаціальную изменчивость и несогласное залегание, выклинивание пластов, тектонические нарушения, размывы.

Для каждой из литологических разностей необходимо принять эталонные характеристики по всем названным видам каротажа. Они выбираются на интервалах разреза, охарактеризованных керном, с последующим уточнением типа пород по шлифам и аналитическим данным.

В качестве основных реперных горизонтов были использованы по степени латеральной выдержанности, литологической однородности и образности выражения на кривых ГИС реперы: толща аргиллитов баженовской свиты и угольные пласты разной степени выдержанности и распространения.

3.2 Особенности строения продуктивных отложений верхневасюганской подсвиты Мыльджинского месторождения

Корреляция отложений Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения была произведена по линии скважин №№ 24–62–36–20, ориентированной в субмеридиональном направлении (рисунок 1). В качестве основного реперного горизонта использовались отложения баженовской свиты. С ниже расположенными отложениями васюганской свиты, соответствующей горизонту Ю1, в составе которого выделяются пласты Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ связана нефтегазоносность верхнеюрской продуктивной толщи.

Горизонт Ю1 соответствует верхневасюганской подсвите, которую относительно угольного пласта У1 можно разделить на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную (рисунок 6). Отложения, объединяемые в эти толщи, формировались в течение определенного

промежутка времени, генетически взаимосвязаны и отражают цикличность седиментации.[9]

Основной целью составления корреляционной схемы стало определение характера изменения толщин и литологии отложений, слагающих нижнюю часть горизонта Ю1 – пласта Ю₁⁴.

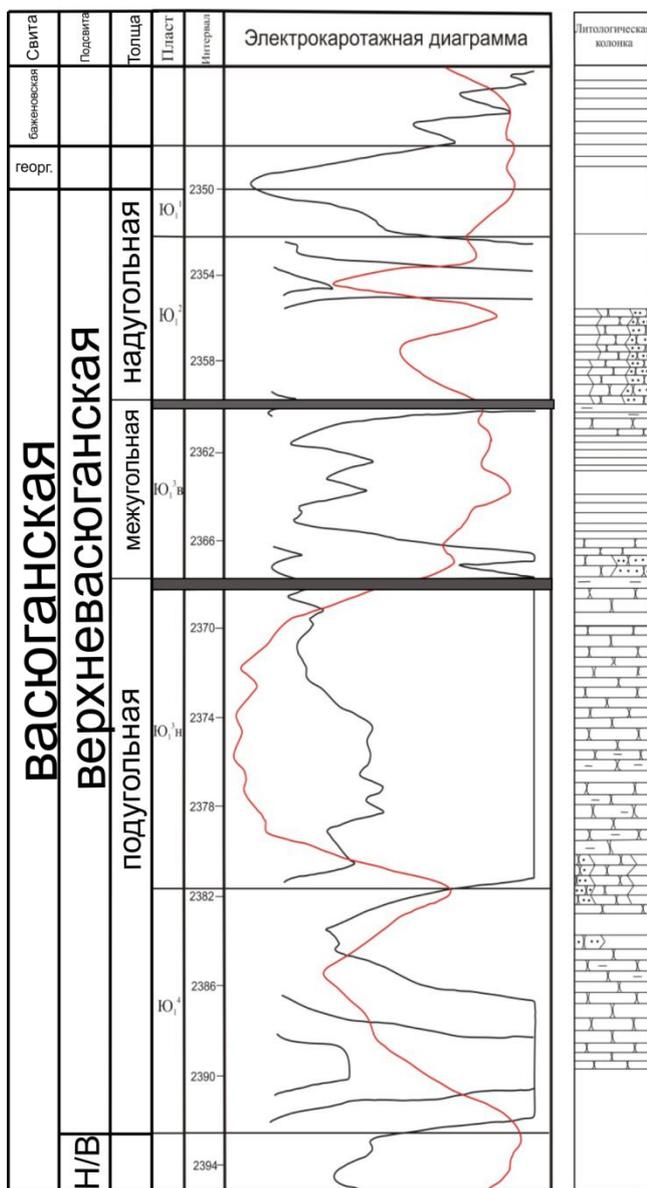


Рисунок 6 - Схема расчленения верхнеюрских отложений Мыльдзинского месторождения

Пласт Ю₁⁴, являющийся объектом исследования, охватывает комплекс

3.3 Условия формирования пласта Ю₁⁴

Для установления особенностей осадконакопления были построены: структурная карта по кровле нижневасюганской подсвиты, структурная карта по кровле рассматриваемого пласта Ю₁⁴, структурная карта по подошве баженовской свиты (отражающий горизонт Па), а также карта изопахит и карта литологического состава по данным ГИС изучаемого пласта.

Анализ структурных карт

На структурной карте, построенной по отметкам кровли нижневасюганской подсвиты (рисунок 8) выделяется брахиантиклинальная складка, вытянутая с юго-запада на северо-восток, осложненная в центральной части куполовидным поднятием с абсолютной отметкой отмечается в скважине 15 -2367 метра.

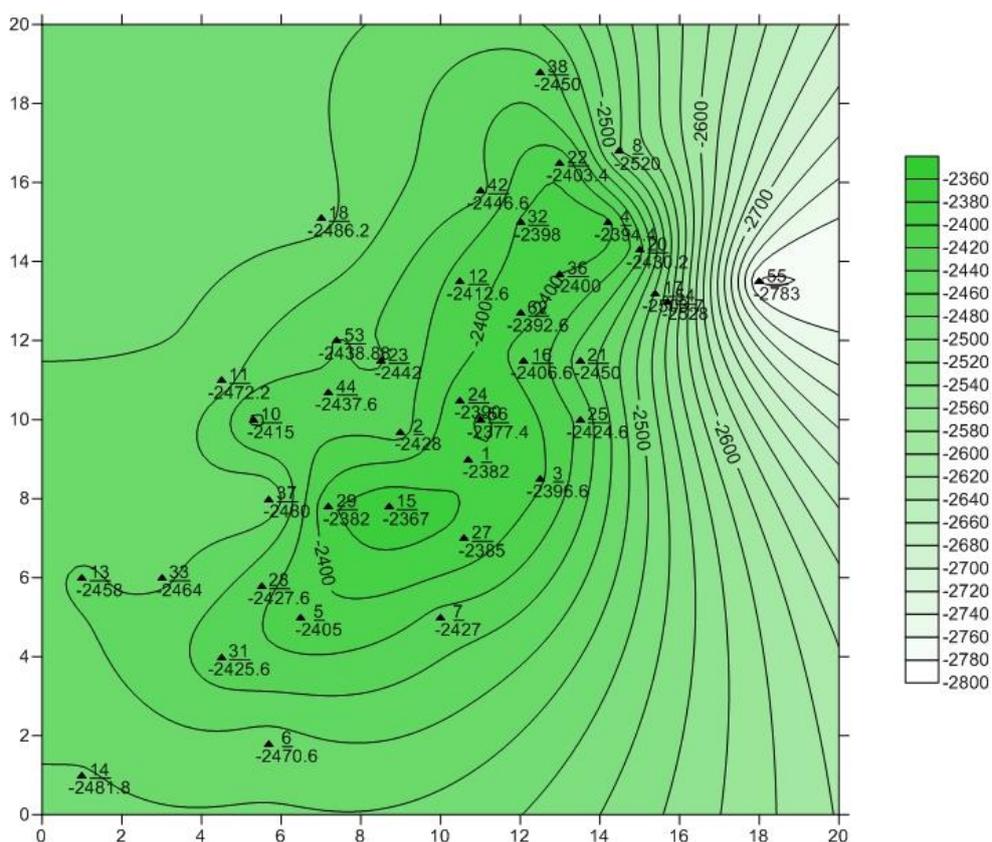


Рисунок 8 - Структурная карта по кровле нижневасюганской подсвиты

На востоке описываемой территории наблюдается резкое понижение структуры, абсолютная отметка в скважине 55 составляет -2783 метра, что связано с тектоническими нарушениями в данном районе.

На структурной карте, построенной по отметкам кровли пласта Ю₁⁴ (рисунок 9), как и на предыдущей, прослеживается брахиантиклинальная складка, вытянутая с юго-запада на северо-восток, осложненная куполовидным поднятием в центральной части с минимальной абсолютной отметкой -2362 метра (скважина 15). Так же, на востоке территории месторождения наблюдается резкое понижение, обусловленное наличием тектонических нарушений в данном районе. Максимальные абсолютные отметки установлены в районе скважины 55 (-2774 метра).

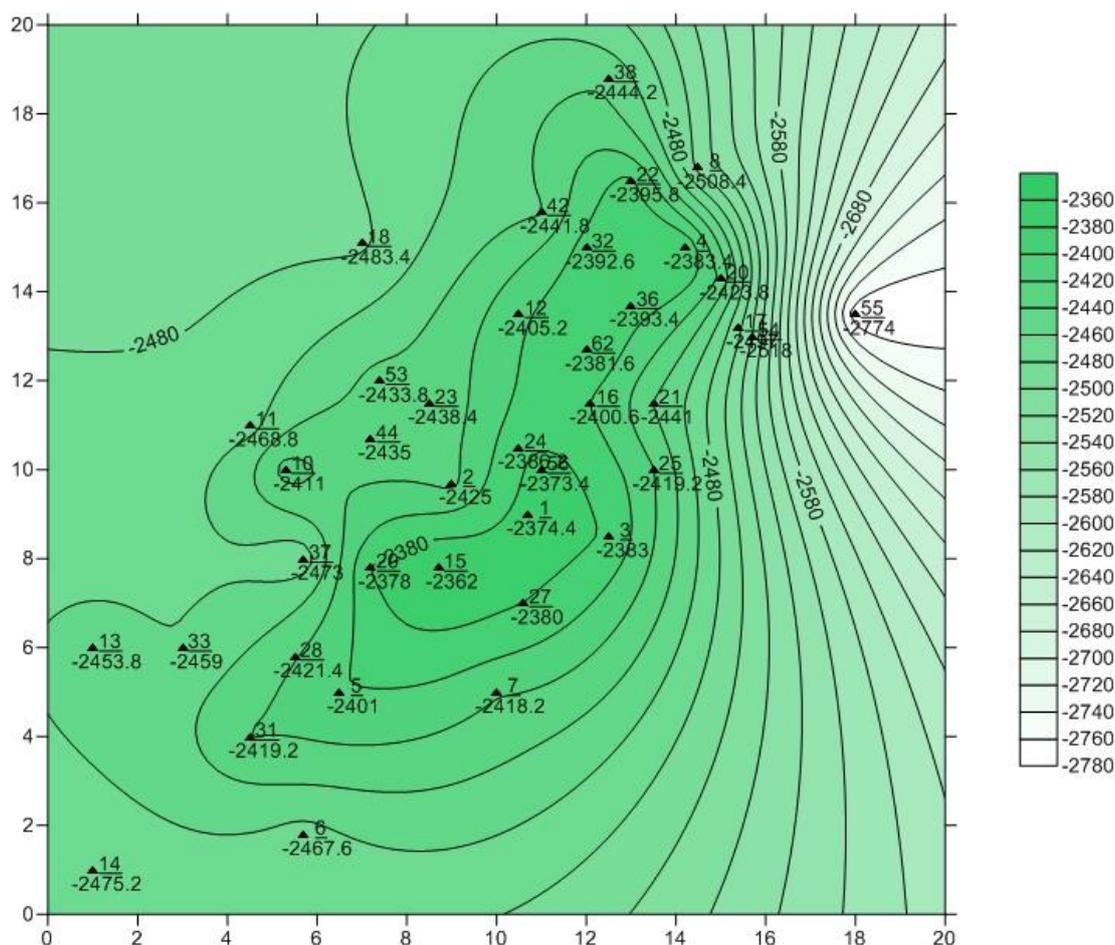


Рисунок 9 - Структурная карта по кровле пласта Ю₁⁴

сохраняет общие черты, такие как: вытянутая с юго-востока на северо-запад брахиантиклинальная складка, резкое понижение на востоке, связанное с тектоническими нарушениями.

Такой характер осадконакопления может указывать на то, что активный тектонический режим соответствует докайнозойской эпохе, далее отмечается относительно спокойный геотектонический режим с унаследованным характером осадконакопления.

Анализ карты толщин пласта Ю₁⁴

В основу построения карт изопахит были положены результаты анализа толщин пласта Ю₁⁴ по материалам ГИС (рисунок 11).

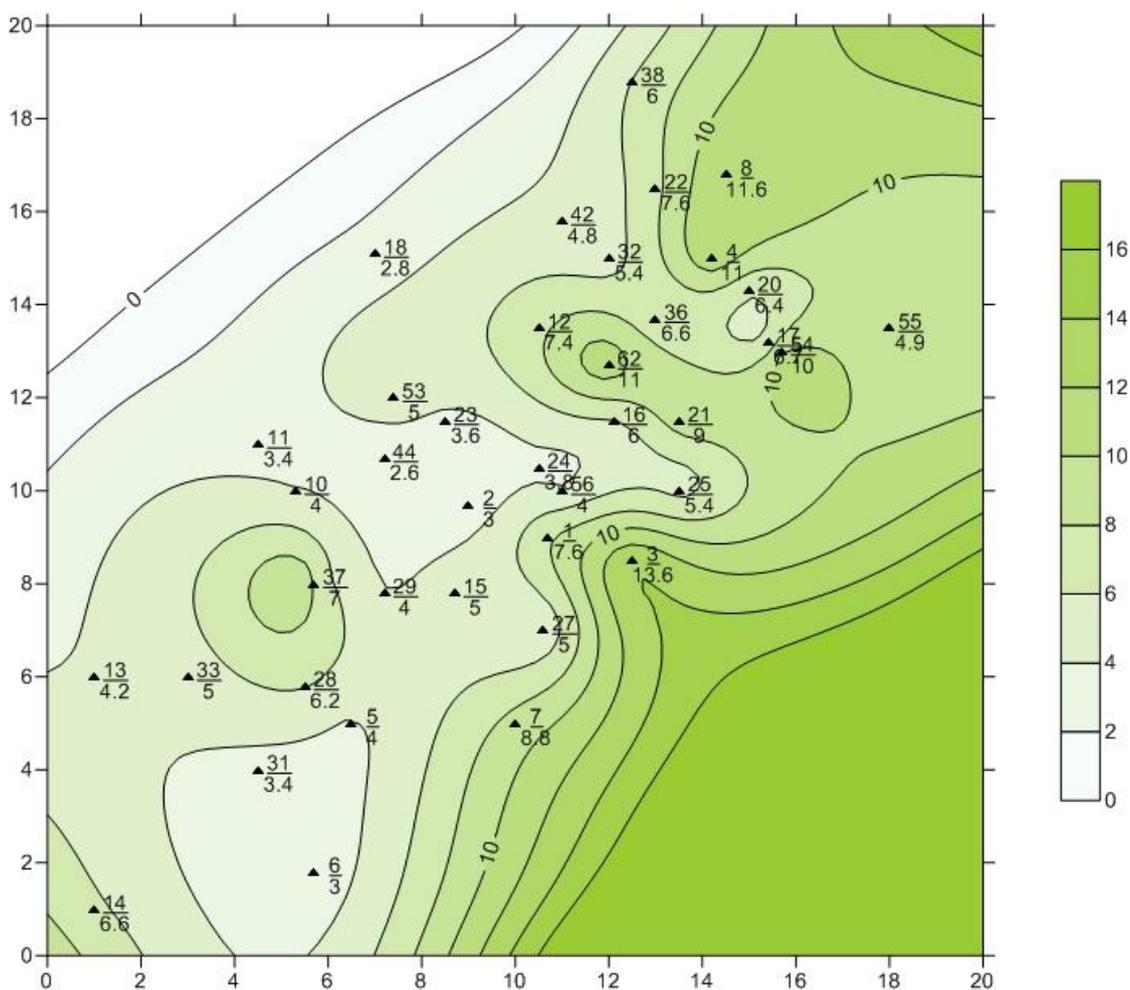


Рисунок 11 – Карта изопахит пласта Ю₁⁴

Полученная карта демонстрирует распределение толщин в пределах структуры. Максимальные значения толщин пласта Ю₁⁴ наблюдаются в

северо-восточной и юго-восточной частях структуры. Так же значительная толщина (11 метров) наблюдается в районе скважины 62. Минимальные значения установлены в пределах северо-западного крыла и центральной части структуры (скважины 6, 31, 2, 24). Комплексный сравнительный анализ карты изопахит и структурной карты позволил установить приуроченность участков с высокими значениями толщин к понижениям в рельефе (скважина 3 – 13,6 м), повышенные же участки характеризуются меньшими значениями толщин пласта (скважина 44 – 2,6 м).

Анализ карты литологического состава пласта Ю₁⁴

В основу построения карты литологического состава положены данные геофизических исследований скважин (электрокаротажные диаграммы) и описание кернового материала по скважинам месторождения. В связи с достаточно низкой охарактеризованностью разреза керном в качестве одного из основных методов для определения характера пород, слагающих разрез, применялась методика, предложенная В.С. Муромцевым – определение характера гидродинамической активности водной среды, литологического состава отложений, формирующихся в различных гидродинамических условиях и определения фациальной диагностики пород по данным электрокаротажа. На рисунке 12 показаны морфология аномалий кривых ПС, палеогидродинамические уровни среды осадконакопления в соответствии с интервалами значений $\alpha_{пс}$ и преобладающим классом коллектора в той или иной части песчаного тела.

Карты литологического состава позволяют проследить особенности распространения пород разного состава по площади на определенный отрезок времени. В настоящей работе рассмотрены особенности изменения состава пород пласта Ю₁⁴ по площади месторождения (рисунок 8).

пределах изучаемой площади получили распространение песчаные, алевролитовые и глинистые породы. Крупно-среднезернистые песчаники установлены в разрезах скважин 12, 4, 3, 7, местоположение которых приурочено к присводовым участкам поднятий. Песчаники мелкозернистые и мелко-среднезернистые получили распространение на юго-западе и северо-востоке территории. Установлено, что наиболее возвышенные участки рельефа сложены алевролитами и глинистыми породами. На карте литологического состава пласта Ю₁⁴, характеризующей особенности распространения пород разного класса, отложения представлены песчаными, алевролитовыми и глинистыми породами (рисунок 13).

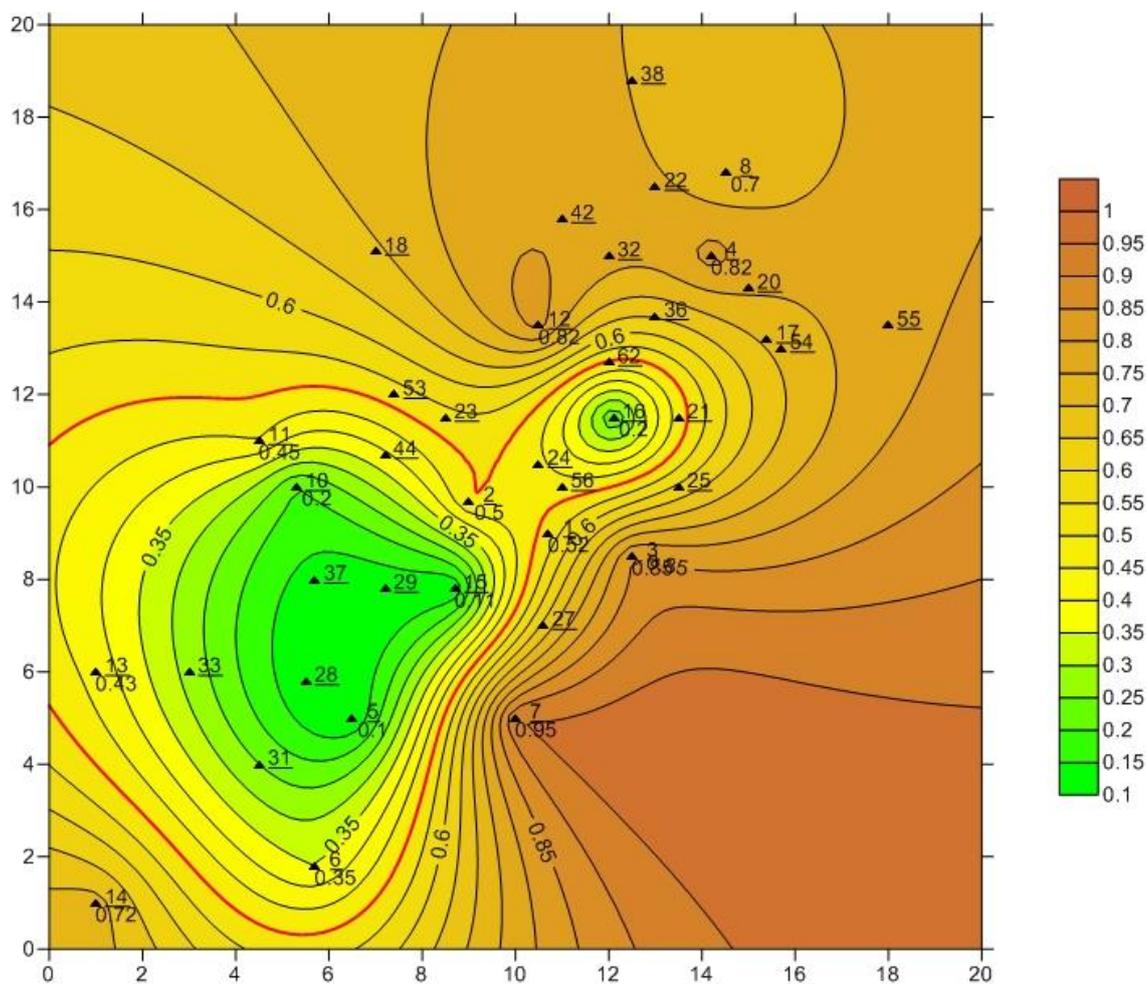


Рисунок 13– Карта литологического состава пласта Ю₁⁴

Условные обозначения: — линия песчаников ($\alpha_{ПС}=0,5$)

По результатам геолого-геофизических исследований скважин установлены зоны развития преимущественно песчаных отложений в северо-

восточной (скважины 38, 22, 42, 8, 4, 36, 12, 62), юго-восточной (скважины 1, 3, 27, 7, 30) и юго-западной (скважина 14) частях площади. Коэффициент песчаности пласта Ю₁⁴ в зонах распространения этого типа разреза изменяется от 5,9 до 78,9%. Наибольшие его значения приурочены к северо-восточной части (78,9 и 69% в скважинах 22 и 8, соответственно). На большей части Мыльджинской площади получили развитие отложения, представленные глинисто-алевритовым переслаиванием.

Область распространения *песчаников крупно-среднезернистого* гранулометрического состава (значения $\alpha_{\text{пс}}$ от 0,8 до 1) пространственно совпадает с северо- и юго-восточной областями распространения повышенных значений мощностей пласта (см. рис. 6).

Отложения *мелкозернистых песчаников* (значения $\alpha_{\text{пс}}$ от 0,8 до 0,6) занимают приблизительно 15% территории. Они повсеместно обрамляют области развития крупно-среднезернистых песчаников и вскрыты в скважинах №№ 1, 14, 17, 42, 55, 62.

Участки развития *смешанных песчано-алевритовых пород* (значения $\alpha_{\text{пс}}$ от 0,6 до 0,4) распространены в пределах полосы развития мелкозернистых песчаников в центре (скважины №№ 2, 24, 25, 27) и в восточной (скв. № 54) частях территории, а также на западе в районе скважины № 13.

Алевриты (значения $\alpha_{\text{пс}}$ от 0,4 до 0,2) распространены в западной части месторождения и занимают наибольшую площадь месторождения, где область их развития имеет замкнутую форму.

Сравнивая карту изменения литологического состава отложений пласта Ю₁⁴ с картой изопахит этого же пласта (см. рис. 6), можно сделать следующие выводы: увеличение мощности накопившихся осадков обусловлено увеличением песчаности отложений.

Взаимозависимость этих параметров – повышенные значения мощностей обусловлены накоплением крупно-среднезернистых и среднезернистых разностей – относительно хорошо прослеживается на

северо- и юго-востоке месторождения. Кроме того, в центральной части и на западе территории районы развития мелкозернистых песчаников и алевролитов отмечены в участках закономерного уменьшения мощностей пласта (до 3 м).

Карты, построенные по значениям коэффициентов песчаности, позволяют оконтурить основное песчаное тело, находящееся в северо- и юго-восточной частях исследуемого участка, так же выделить песчаное тело на юго-западе участка (скв. №14). Таким образом, участки с повышенными значениями коэффициента песчаности на данной карте соответствуют участкам впадин на структурной карте (рис. 13).

Максимальное значение коэффициента песчаности установлено в скважине №22 и соответствует 79%.

В результате комплексного анализа построенных карт установлено:

В оксфордском веке после завершения трансгрессивного этапа осадконакопления (нижневасюганская подсвета является указанием максимума трансгрессии для пласта Ю₂¹) начинает постепенно проявляться тектоническая активность как на территории всего Средневасюганского мегавала в целом, так и на отдельных его площадях. Происходят значительные изменения в бассейне осадконакопления, связанные с регрессией моря.

Формирование пород пласта Ю₁⁴ происходило в условиях преобладающего отступления береговой линии в сторону моря при достаточно расчленённом рельефе дна морского бассейна [Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ. – М.:Недра, 1981. – 284 с.].

Не смотря на то, что пласт Ю₁⁴ характеризует начало регрессивного цикла осадконакопления, тем не менее, просматриваются черты унаследованности морфологии дна нижневасюганского бассейна осадконакопления. На востоке и северо-востоке площади рельеф дна

приобретает более приподнятые формы, что обусловило накопление песчаных, алевритово-песчаных, алевритовых осадков, в основном характерных для присводово-склоновых типов фаций. На мелководно-морской характер осадконакопления указывают ходы и норки морских червей (скв. № 44), и включения глауконита в песчаниках (скв. №№ 22, 8, 62). Значительную площадь занимают песчано-алевритово-глинистые и глинисто-алевритовые отложения.

5 Социальная ответственность

Выполнение работ геологоразведочных работ на Мыльджинском месторождении осуществлялось в полевых и камеральных условиях.

Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Техника безопасности - это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов. Геологоразведочные работы должны производиться с учетом требований единых правил безопасности при спускоподъемных работах, норм радиационной защиты, основных санитарных правил работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений.

5.1 Анализ вредных 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.

5.1.1 Воздействие вредных химических веществ на человека

Для защиты от токсического воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки КД или М, изолирующие противогазы марки РКК-1, РКК-2 и КИП-7.

Биологическое воздействие нефти и нефтепродуктов на организм человека и животных, компоненты природной среды изучено достаточно хорошо. Внедрение прогрессивных технологий по добыче и переработке углеводородного сырья способствовало появлению новых химических соединений, нуждающихся в токсикологической оценке.

Компоненты нефти, попав в живой организм, способны нарушить его нормальную жизнедеятельность на молекулярном, биохимическом, физиологическом и общеорганизменном уровнях.

Для предотвращения газогидратных пробок на МГНКМ используется метанол, который представляет большую опасность производства для обслуживающего персонала и населения. Средства индивидуальной защиты для предотвращения отравления метанолом: противогаз с коробкой марки А, резиновые сапоги и перчатки.

Пролитый метанол при авариях или переливах из одной тары в другую должен немедленно смываться большим количеством воды.

Для защиты органов дыхания от вредного воздействия газового конденсата используют фильтрующий противогаз с коробками марки М и БКФ [2].

5.1.2 Отклонение параметров микроклимата на открытом воздухе

Высокая температура воздуха способствует быстрой утомляемости работающего, может привести к перегреву организма, тепловому удару или профзаболеванию. Низкая температура воздуха может вызвать местное или общее охлаждение организма, стать причиной простудного заболевания либо обморожения. Обе причины могут привести к легальному исходу.

Влажность воздуха оказывает значительное влияние на терморегуляцию организма человека. При высокой температуре высокая влажность способствует перенагреванию организма, при низкой температуре - к переохлаждению организма. Низкая влажность вызывает пересыхание слизистых оболочек дыхательных путей работника.

Подвижность, воздуха эффективно способствует теплоотдаче организма человека и положительно проявляется при температурах выше комфортных, но отрицательно – при температурах ниже комфортных.

Климат района, в котором расположены объекты разработки и эксплуатации ОАО «Томскгазпром», континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от $-45 - -50$ °С зимой до $+35$ °С летом. Средняя температура воздуха в зимний период составляет -20 °С, весной -8 °С, летом $+15$ °С, осенью $+8$ °С. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах $400-500$ мм. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его мощность достигает $1,5$ м. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования «зимников». Промерзаемость грунта составляет $1,8-2$ м, на заболоченных участках – не превышает 40 см

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала (операторы, бригады ПРС, КРС). Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны».

5.1.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

По источнику излучения светового потока различают естественное, искусственное и совместное освещение.

Рабочее место инженера при камеральных работах должно освещаться естественным и искусственным освещением.

При работе на ЭВМ, как правило, применяют одностороннее боковое естественное освещение. Причём светопроемы с целью уменьшения солнечной инсоляции устраивают с северной, северо-восточной или северо-западной ориентацией. Если экран дисплея обращен к оконному проёму, необходимы специальные экранирующие устройства, снабжённые светорассеивающими шторами, жалюзи или солнцезащитной плёнкой.

В тех случаях, когда одного естественного освещения недостаточно, устраивают совмещённое освещение. При этом дополнительное искусственное освещение применяют не только в тёмное, но и в светлое время суток.

Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света. Искусственное освещение применяется при работе в темное время суток и днем при недостаточном естественном освещении. Коэффициент пульсации в помещении при работе с ЭВМ не должен превышать 10%, освещенность должна быть не меньше 300 лк.

При выполнении работ высокой зрительной точности величина коэффициента естественной освещенности должна быть больше или равна 1,5%. Нормирование освещенности производится в соответствии с межотраслевыми нормами и правилами, которые устанавливают минимальный (нормативный) показатель освещенности – это СНиП 23-05-95 и СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

Нормы освещённости зависят от принятой системы освещения. Так, при комбинированном искусственном освещении, как более экономичном, нормы выше, чем при общем.

Согласно специализированной оценке условий труда показатели освещенности соответствуют допустимым нормам.

5.1.4 Тяжесть физического труда

Физические перегрузки (статические нагрузки, динамические нагрузки). После тяжелого рабочего дня работники устают физически, весь рабочий день у них проходит в динамике, а руководители зачастую испытывают статические нагрузки, так как почти весь рабочий день проводят сидя в балках. Нервно-эмоциональные нагрузки – это переутомление, возникающее после работы у всех работников, перенапряжение зрения у тех,

кто весь рабочий день проводит за компьютером и слуха у рабочих, работающих на шумных объектах, указанных ранее.

По тяжести труда различают несколько категорий, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05.

Для облегчения тяжелого физического труда используют различные машины, обеспеченные системой органов управления, чередования режимов труда и отдыха.

5.2. Анализ выявленных опасных факторов

5.2.1 Электрический ток

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Воздействие тока на человека:

- термическое
- электромагнитное
- биологическое

Исход поражения электрическим током:

- электрическая травма (ожог, металлизация кожи, разрыв кожных тканей);
- электрический удар (протекание тока по жизненно важным органам, наступление паралича, внешних повреждений практически нет).

Факторы, от которых зависит исход поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление на человека;
- ток, протекающий через человека;

- путь протекания тока;
- условия внешней среды;
- подготовленность персонала.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-, ГОСТ 12.1.019-, ГОСТ 12.1.038-82).

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
 - устройством защитного заземления;
 - защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
 - применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
 - проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний устройством зануления;
 - применением специальных схем защитного отключения;
 - электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
 - организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть.

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

При работе с компьютером существует опасность поражения

электрическим током. 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 улучшается 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).

Помещение, где расположены компьютеры, относится по категории помещений по опасности поражения электрическим током к помещениям без повышенной опасности согласно ПУЭ, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (к опасным относятся следующие условия: сырость (>75% влажность) или токопроводящая пыль; токопроводящие полы; высокая температура (>30⁰С); возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования, - с другой; химически активная или органическая среда) и соответствует ГОСТу 12.1.019-79 и ГОСТу 12.1.038-82.

Заключение

Объектом исследования в представленной дипломной работе является пласт Ю₁⁴ верхнеюрского нефтегазоносного комплекса Мыльджинского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области.

Для решения поставленных в работе задач применялся комплекс методов исследований, позволивший:

- произвести детальный анализ и корреляцию разрезов 4 скважин,
- проанализировать строение подугольной толщи,
- установить фациальную принадлежность пород,
- проследить пространственное развитие песчаных тел.

Для диагностики фациальных обстановок использовалась хорошо зарекомендовавшая себя, особенно в условиях недостаточного объема керна материала, методика применения данных геофизических исследований скважин (электрокаротажные диаграммы) для выделения фаций и последующего картирования

Корреляция отложений осуществлялась по корреляционной схеме, построенной вдоль простирания структуры по линии скважин 24-62-36-20.

Построен комплект структурных карт (по кровле нижневасюганской подсвиты, кровле пласта Ю₁⁴, отражающему горизонту Па), позволяющих проследить характер изменения геотектонических условий осадконакопления. Структура сохраняет общие черты, такие как вытянутая с юго-востока на северо-запад брахиантиклинальная складка, резкое понижение на востоке, связанное с тектоническими нарушениями.

По материалам геофизических исследований скважин, керна материалу, описанию керна были построены карта изопахит и карта литологического состава пласта Ю₁⁴. Данные графические представления результатов изучения геологических материалов позволили определить характер распределения толщин пласта по площади месторождения и особенности распространения пород разного литологического состава.

Комплексный анализ результатов исследований позволил сделать следующие выводы:

- формирование пласта Ю₁⁴ осуществлялось в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях на фоне регрессии морского бассейна;

- наиболее зернистые отложения с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств приурочены к присводовым участкам поднятий морского дна (скважины 12, 4, 3, 7). Область их распространения пространственно совпадает с областями распространения повышенных значений мощностей пласта, что позволяет говорить о прямой зависимости толщин пласта и его песчанистостью.

Список литературы

1. Белозёров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков литолого-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири //Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа. – Новосибирск, 1991. –С.171-180.
2. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»
3. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
4. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – 13 с.
5. ГОСТ 12.1.012-90. Вибрационная безопасность. Общие требования, 1990.
6. ГОСТ 12.1.006-84. Электромагнитное поле радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля, 1984.
7. Ежова А. В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004 г. – 114 с.
8. Ежова А. В. Литология: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 353 с.
9. Ежова А.В., Тен Т.Г., Полумогина Е.Д., Сердюк З.Я., Роечко Н.П., Чеканцев В.А. Особенности строения продуктивных юрских отложений Мыльджинского газоконденсатнонефтяного месторождения /Отчёт о НИР по теме 2-38/96. – Томск, 1998. – 161 с.
10. Карогодин Ю. Н. Введение в нефтяную литологию. – Новосибирск: Наука, 1990 г. – 285с.
11. Логвиненко Н.В., Сергеева Э.И. Методы определения осадочных пород: Учебн.пособие для вузов. – Л.:Недра, 1986. – 240 с.
12. Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин. Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления "Прикладная геология". - Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 158 с.

13. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов.: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2011. – 172с.
14. Прошляков Б.К., Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ. – М.:Недра, 1981. – 284 с.
15. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.:Недра, 1981. – 142 с.
16. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение.- М.:Недра, 1969. – 368 с.