

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.02 Прикладная геология
Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Геологическое строение и условия формирования отложений пласта Ю ₁ Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-215В	Камалдинов Анвар Замирович		

Научный руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Рычкова И.В.	к. г.-м. н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кисилева Е.С.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Недоливко Наталья Михайловна	к. г.-м. н.		

Томск – 2021 г

Планируемые результаты освоения ООП
21.05.02 «Прикладная геология»

Код компетенции	Наименование компетенции
Общекультурные компетенции	
ОК(У)-1	Способен к абстрактному мышлению, анализу, синтезу
ОК(У)-2	Готов действовать в нестандартных ситуациях, нести социальную и этическую ответственность за принятые решения
ОК(У)-3	Готов к саморазвитию, самореализации, использованию творческого потенциала
ОК(У)-4	Способен использовать основы философских знаний, анализировать главные этапы и закономерности исторического развития для осознания социальной значимости своей деятельности
ОК(У)-5	Способен использовать основы экономических знаний при оценке эффективности результатов деятельности в различных сферах
ОК(У)-6	Способен к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач межличностного и межкультурного взаимодействия
ОК(У)-7	Способен к самоорганизации и самообразованию
ОК(У)-8	Способен использовать общеправовые знания в различных сферах деятельности
ОК(У)-9	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
ОК(У)-10	Способен использовать приемы оказания первой помощи, методы защиты в условиях чрезвычайных ситуаций
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной

	безопасности
ОПК(У)-2	Готов к коммуникации в устной и письменной формах на русском и иностранном языках для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-3	Готов руководить коллективом в сфере своей профессиональной деятельности, толерантно воспринимая социальные, этнические, конфессиональные и культурные различия
ОПК(У)-4	Способен ориентироваться в базовых положениях экономической теории, применять их с учетом особенностей рыночной экономики, самостоятельно вести поиск работы на рынке труда, владение методами экономической оценки научных исследований, интеллектуального труда
ОПК(У)-5	Способен организовывать свой труд, самостоятельно оценивать результаты своей деятельности, владение навыками самостоятельной работы, в том числе в сфере проведения научных исследований
ОПК(У)-6	Готов проводить самостоятельно или в составе группы научный поиск, реализуя специальные средства и методы получения нового знания
ОПК(У)-7	Понимание сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, осознанием опасности и угрозы, возникающих в этом процессе, соблюдением основных требований информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
ОПК(У)-8	Применение основных методов, способов и средств получения, хранения и обработки информации, наличием навыков работы с компьютером как средством управления информацией
ОПК(У)-9	Владение основными методами защиты производственного персонала и населения от возможных последствий аварий, катастроф, стихийных бедствий
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Готов использовать теоретические знания при выполнении

	производственных, технологических и инженерных исследований в соответствии со специализацией
ПК(У)-2	Способен выбирать технические средства для решения общепрофессиональных задач и осуществлять контроль за их применением
ПК(У)-3	Способен проводить геологические наблюдения и осуществлять их документацию на объекте изучения
ПК(У)-4	Способен осуществлять привязку своих наблюдений на местности, составлять схемы, карты, планы, разрезы геологического содержания
ПК(У)-5	Способен осуществлять геолого-экономическую оценку объектов изучения
ПК(У)-6	Способен осуществлять геологический контроль качества всех видов работ геологического содержания на разных стадиях изучения конкретных объектов
ПК(У)-7	Готов применять правила обеспечения безопасности технологических процессов, а также персонала при проведении работ в полевых условиях, на горных предприятиях, промыслах и в лабораториях
ПК(У)-8	Готов применять основные принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды
ПК(У)-12	Способность устанавливать взаимосвязи между фактами, явлениями, событиями и формулировать научные задачи по их обобщению
ПК(У)-13	Способность изучать, критически оценивать научную и научно-техническую информацию отечественного и зарубежного опыта по тематике исследований геологического направления
ПК(У)-14	Способность планировать и выполнять аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать результаты исследований и делать выводы
ПК(У)-15	Способность проводить математическое моделирование процессов и объектов на базе стандартных пакетов

	автоматизированного проектирования и исследований
ПК(У)-16	Способность подготавливаться данные для составления обзоров, отчетов и научных публикаций
ПСК(У)-3.1	Способностью осуществлять поиски и разведку месторождений нефти, газа, газового конденсата
ПСК(У)-3.2	Способностью обрабатывать и интерпретировать вскрытые глубокими скважинами геологические разрезы
ПСК(У)-3.3	Способностью интерпретировать гидродинамические исследования скважин и пластов для оценки комплексных характеристик пластов и призабойных зон скважин
ПСК(У)-3.4	Способностью выделять породы-коллекторы и флюидоупоры во вскрытых скважинами разрезах, на сейсмопрофилях, картировать природные резервуары и ловушки нефти и газа
ПСК(У)-3.5	Способностью производить оценку ресурсов и подсчет запасов нефти, горючих газов, газового конденсата
ПСК(У)-3.6	Способностью осуществлять геологическое сопровождение разработки месторождений нефти и газа
ПСК(У)-3.7	Готовностью применять знания физико-химической механики для осуществления технологических процессов сбора и подготовки продукции скважин нефтяных и газовых месторождений
ПСК(У)-3.8	Способностью осуществлять экологическую экспертизу проектов, составлять экологический паспорт, оценивать, предотвращать экологический ущерб на производстве и ликвидировать его последствия
ПСК(У)-3.9	Способностью ориентироваться в современном состоянии мировой экономики, оценивать роль нефти и газа в ее развитии.

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.02 Прикладная геология
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Недоливко Н.М.
 (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
3-215В	Камалдинову Анвару Замировичу

Тема работы:

Геологическое строение и условия формирования отложений пласта Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения (Томской области)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.05.2021 г. №140-39/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Крапивинское нефтяное месторождение (ТО). Пакет геологической и геофизической информации по месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая литература.
---	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологическая часть Крапивинского месторождения 2. Фильтрационно-емкостные свойства верхнеюрских отложений Крапивинского нефтяного месторождения 3. Литологическая характеристика верхнеюрских отложений 4. Обоснование коэффициента извлечения нефти 5. Финансовый менеджмент 6. Социальная ответственность
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта Крапивинского месторождения 2. Сводный геолого-стратиграфический разрез месторождения 3. Структурная карта по кровли пласта Ю₁ 4. Геологический разрез пласта Ю₁ по линии скважин 659-549-477 Крапивинского месторождения 5. Распределение пористости по ГИС для пласта Ю₁ 6. Карта проницаемости пласта Ю₁ 7. Содержание фракций пород-коллекторов по продуктивным пластам Крапивинского месторождения площади Ю₁ 8. Характеристика порового пространства пород продуктивных пластов 9. Обоснование ВНК в отложениях пласта Ю₁ Крапивинского нефтяного месторождения
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы(с указанием разделов)	
«Технико-экономическая часть»	Доцент ОСГН ШБИП Кисилева Е.С. к. э. н.
«Социальная ответственность»	Старший преподаватель Гуляев М.В.
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.12.2020 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Рычкова И.В.	к. г.-м. н., доцент		25.12.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-215В	Камалдинов А.З.		25.12.2020 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-215В	Камалдинов А.З.

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Специальность	21.05.02 «Прикладная геология»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение»:	
1.Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчеты сметы на проведение комплекса геофизических исследований скважины Крапивинского нефтяного месторождения
2.Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения исследований согласно (ССН-93), (СНОР – 93)
3.Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ, нормативы единичных сметных расчетов.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1.Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НИ с позиции ресурс эффективности и ресурсосбережения	Свод видов и объемов работ на проведение исследований
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет затрат времени и труда по видам работ. Общий расчет сметной стоимости

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2021 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселёва Е.С.	к. э. н.		01.03.2021 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-215В	Камалдинов А.З.		01.03.2021 г.

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-215В	Камалдинов Анвар Замирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.02 «Прикладная геология»

Тема ВКР:

Литолого-фациальные условия формирования пласта Ю1 на примере Крапивинского нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является Геологическое строение и нефтегазоносность пласта Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения (ТО) Область применения: Объектом исследования является керновый материал, поднятый из скважин месторождения. лаборатория «Геологии месторождений нефти и газа» ЦППС-НД ТПУ
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Кабинет для научно-исследовательских работ, оборудованный компьютером, специальным оборудованием.
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: - Повышенный уровень шума; - Недостаточная освещенность рабочей зоны
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Перечень возможных ЧС:1. Пожар. Разработаны предупредительные мероприятия и действия.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2021 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		01.03.2021г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-215В	Камалдинов А.З.		01.03.2021г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 98 стр., 31 рис., 19 табл., 13 источников.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: КРАПИВИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, СЕЙСМИКА, ТЕКТОНИКА, ПЕСЧАНИКИ, ПОРИСТОСТЬ, ПРОНИЦАЕМОСТЬ, ЮЖНАЯ ЗАЛЕЖЬ, ЗАПАСЫ КАТЕГОРИЙ В, С1, С2, РЯДНАЯ СИСТЕМА РАЗРАБОТКИ, КИН.

Объектом анализа является: горизонт Ю1 Крапивинского нефтяного месторождения, разведочные и эксплуатационные скважины месторождения.

Цель работы – сбор, подготовка и анализ геологической информации, а также её актуализация на основе реальных промысловых данных и выработка концепции дальнейшей разработки Южной залежи Крапивинского месторождения.

В ВКР приводятся общие сведения о географо-экономической, геолого-физической и геолого-промысловой характеристике месторождении, анализ разработки месторождения.

В процессе анализа проводилось изучение литолого-фациальной неоднородности песчаников горизонта Ю1, анализ керн, анализ фациальных обстановок, изучение ФЕС по ГИС и ГДИС, анализировались данные трассерных исследований, добычи и закачки на исследуемом участке.

В результате анализа представлено обоснование смены системы разработки Южной залежи Крапивинского месторождения.

Степень внедрения: предложенная система разработки, описанная в работе, находится на стадии внедрения на Южной залежи Крапивинского месторождения.

Область применения: месторождения Западной Сибири с направленной фильтрационной неоднородностью строения пластов коллекторов. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 и табличном редакторе Microsoft Excel 2010 с использованием графических редакторов Corel Draw 2010. Презентация к защите проекта выполнена в Microsoft Power Point 2010.

Основные определения

В данной работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

Водонефтяной контакт – условно выделяемая поверхность, отделяющая в нефтяной залежи зону полного нефтенасыщения от переходной зоны, в которой нефтенасыщенность с глубиной снижается, а водонасыщенность возрастает вплоть до 100%-ной.

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.

Нефть – горячая маслянистая жидкость, состоящая из углеводородов метанового (C_nH_{2n+2}), нафтенового (C_nH_{2n}) и ароматического (C_nH_{2n+6}) рядов с примесью сернистых, азотистых и кислородных соединений.

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 проследивать какие-либо геофизические границы.

Свита – основная таксономическая единица местных стратиграфических подразделений, основная картируемая единица при средне- и крупномасштабной геологической съемке. 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.

Скважина – это горная выработка в массиве горных пород, осевая протяженность которой значительно превышает ее поперечные размеры (диаметр), в которой отсутствуют и не предусмотрены условия жизнеобеспечения.

Фациальный анализ – способы реконструкции физико-географических обстановок для прошлых периодов в истории Земли.

Фация – обстановка осадконакопления, современная или древняя, овеществленная в осадке или породе.

Формации – крупные естественно обособленные комплексы осадочных пород, связанных общностью условий образования и возникающих на определенных стадиях развития основных структурных элементов земной коры.

Циклит – породно-слоевая ассоциация, главным свойством которой является связь элементов во времени и пространстве, то есть целостная во времени слоевая система.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ВКР – выпускная квалификационная работа;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- МОВ – метод отраженных волн;
- МОГТ-2D, -3D – метод общей глубинной точки;
- КМПВ – корреляционный метод преломленных волн;
- м/р – месторождение;
- УВ – углеводороды;
- ГСМ – горюче-смазочные материалы;
- ЗСП – Западно-Сибирская плита;
- НГРЭ – нефтегазоразведочная экспедиция;
- НГР – нефтегазоносный район;
- НГО – нефтегазоносная область;
- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- КВД – кривая восстановления давления;
- Скв. – скважина;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- с/п. – сейсмопартия;
- ТГТ – Томский геофизический трест;
- б/д – без действия;

Оглавление

РЕФЕРАТ.....	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ.....	13
ВВЕДЕНИЕ.....	15
I. Общие сведения.....	8
1.1 Географо-экономическая характеристика	8
1.2 Геолого-геофизическая изученность	10
II. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ.....	20
2.1 Стратиграфия	20
2.2 Тектоника	25
2.3 Нефтегазоносность	31
2.4 Физико-химические свойства пластового флюида	39
2.5 Гидрогеология. Состав и свойства пластовой воды.....	47
2.6 Подсчет запасов	51
2.7 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	52
III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ	55
3.1 Анализ геологического строения горизонта Ю ₁	55
3.2 Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов.....	58
3.3 Седиментологическая и фациальная характеристика продуктивных отложений	63
3.4 Физико-литологическая характеристика верхнеюрских коллекторов	70
IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	77
4.1 Ресурсоэффективность и ресурсосбережения	77
4.2 Расчет стоимости работ по исследованию керна.....	78
на Крапивинском нефтяном месторождении	78
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	87
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.2 Производственная безопасность	88
Обеспечение взрыво- и пожаробезопасности производства	92
Движущиеся механизмы производственного оборудования	93
5.3 Экологическая безопасность	94
Контроль состояния и предупреждение загрязнения атмосферного воздуха ⁹⁴	94
Контроль состояния и предупреждение загрязнения водных объектов	94
Предупреждение загрязнения почв	95
5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	98

ВВЕДЕНИЕ

Крапивинское нефтяное месторождение открыто в 1985 г., введено в промышленную эксплуатацию в 1998 г. Нефтеносность связана с продуктивными пластами горизонта Ю1 (пласт Ю12 и Ю13). Выделен единый разработки – Ю12+3.

Месторождение разрабатывается двумя недропользователями - ОАО «Томскнефть» ВНК и ООО «Газпромнефть-Восток», действующие на основании соответствующих лицензий.

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении пробурено всего 652 скважины, входящих в фонд добывающих нефтяных скважин, фонд нагнетательных скважин, фонд специальных скважин.

Выбор темы выпускной квалификационной работы обусловлен высокими темпами падения базовой добычи нефти на Крапивинском нефтяном месторождении, в первую очередь связанными с низкой эффективностью реализуемой системы ППД. Рассмотренная тема позволяет осветить геологические причины данного явления, и на их основе выработать оптимальное решение по дальнейшей разработке.

Для того чтобы обосновать необходимость смены системы разработки, должны быть максимально освещены вопросы, связанные с фильтрационной неоднородностью и её направленностью по площади и по разрезу.

Целью дипломного проекта является анализ особенностей геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств горизонта Ю1 васюганской свиты Крапивинского месторождения и их влияние на перспективы выработки запасов Южной залежи.

Задачами моего дипломного проекта являются:

- Анализ геологического строения и нефтегазоносности продуктивного горизонта Ю1;
- Изучение литолого-фациальных характеристик исследуемой залежи;
- Оценка фильтрационно-ёмкостных параметров изучаемого объекта;
- Выявление наиболее перспективной системы разработки Южной залежи Крапивинского месторождения.

I. Общие сведения

1.1 Географо-экономическая характеристика

Основная часть Крапивинского месторождения расположена в Томской области, его небольшая по площади юго-западная часть (район скважин 200, 220, 221) входит в состав Омской области (рисунок 1.1).

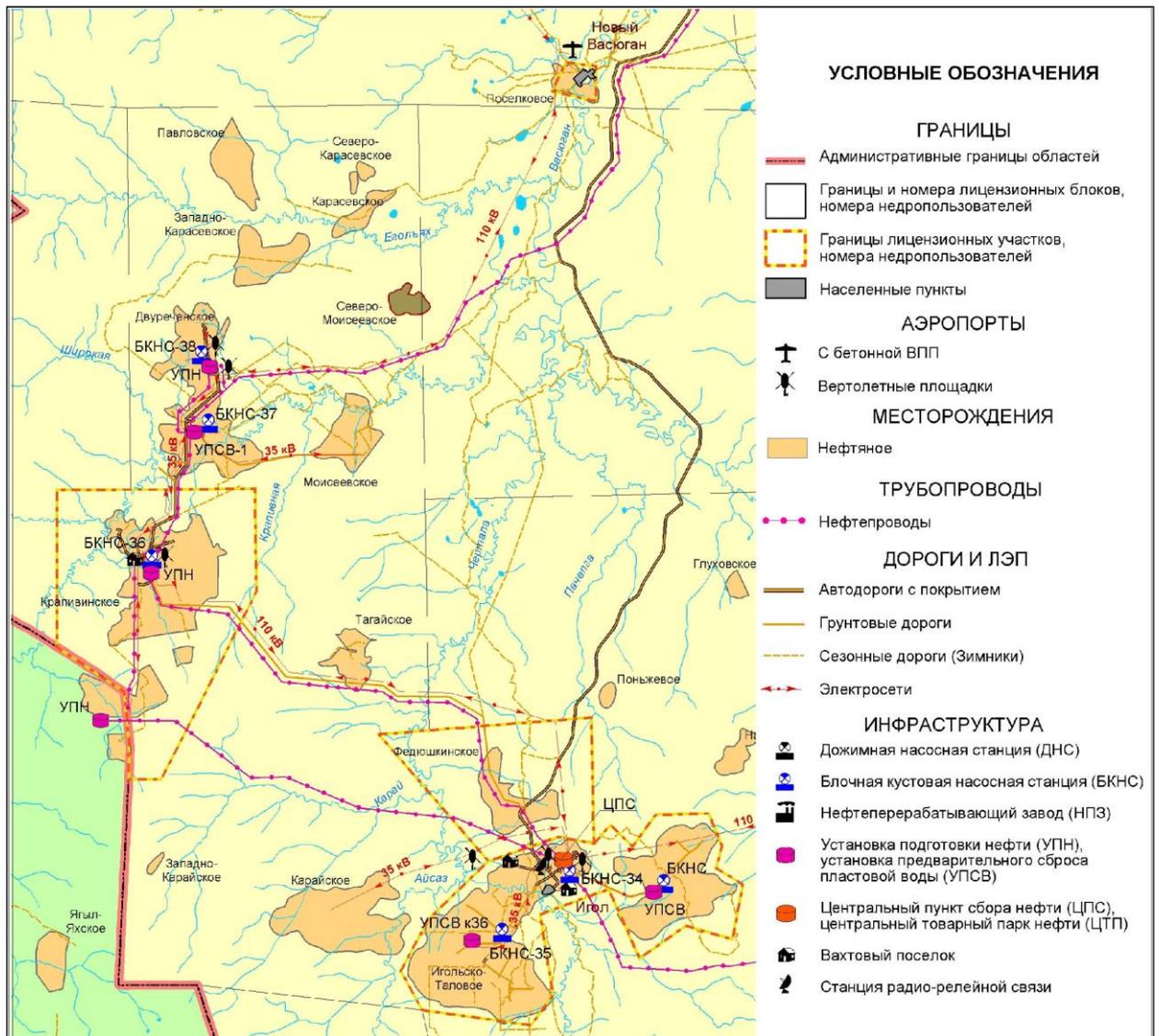


Рисунок 1.1 – Карта района Крапивинского нефтяного месторождения

Месторождение входит в Игольскую группу месторождений, среди которых наиболее крупными являются разрабатываемые Крапивинское, Игольско-Таловое (50 км на юго-восток) и Двуреченское (объединяющее Двуреченскую, Лесмуровскую и Западно-Моисеевскую площади – в 7 км на север) нефтяные месторождения. Ближайшие разведанные и подготовленные к разработке мелкие месторождения – Моисеевское (17 км на Северо-восток),

Тагайское (17 км на восток), Карайское (25 км на юго-восток), Западно-Карайское (10 км на юг).

В орогидрографическом плане Крапивинское месторождение расположено в междуречье рек Крапивная и Ягыл-Ях - правых притоков р. Васюган, впадающей в крупную артерию Западной Сибири - реку Обь. Более мелкие реки района - Большой и Малый Юнкуль - пересекают месторождение в его северной части. Гидрографическая сеть района (реки Ягыл-Ях, Крапивная, Большой и Малый Юнкуль) не представляет практического интереса для судоходства из-за небольшой ширины и глубины рек. Наиболее крупная из перечисленных рек в районе – Ягыл-Ях - достигает ширины 14 метров, е⁸ глубина не превышает 2 метров.

Рельеф района типично равнинный, слабовсхолмленный. Абсолютные отметки изменяются от 93 до 125 м, закономерно увеличиваясь с севера на юг. Характерны высокая заболоченность пойм рек и территории в целом (до 50-60 %), а также большое количество озер, развитых в южной части месторождения, к востоку от линии пробуренных скважин 200-197. Восточная и южная части месторождения покрыты редким лесом (береза, осина, сосна, ель). Строительный лес и песок, необходимые для обустройства месторождения, имеются на месте.

Для технического водоснабжения скважин и поддержания пластового давления на месторождении можно использовать подземные воды регионально выдержанного сеноманского водоносного комплекса отложений (покурская свита). Для питьевого водоснабжения пригодны подземные воды из отложений новомихайловской свиты палеогена. После санитарной обработки для этих же нужд можно использовать и поверхностные воды местных рек.

В экономическом отношении район развит слабо. Ближайшие населенные пункты расположены – в 70 км на северо-восток от Крапивинского месторождения: поселок Новый Васюган, в 50 км на юго-восток - вахтовый поселок Игол.

Месторождение расположено в районе с хорошо развитой инфраструктурой: имеются энергетические сети и подстанции (ВЛ 110, ВЛ6, ПС 110/35/6 кВ), сеть промысловых дорог.

На месторождении построены и эксплуатируются следующие объекты:

- установки предварительного сброса пластовой воды (УПСВ);
- установка подготовки нефти (УПН);
- блочные кустовые насосные станции (БКНС-36, БКНС-40, БКНС);
- 40 обустроенных кустовых площадок (32 в Томской области, 8 в Омской области);
- объекты электроснабжения – ПС 110/35/6 кВ, ПС 35/6 кВ, ВЛ 110, ВЛ 35, ВЛ 6кВ.

Дорожная сеть развивается в рамках обустройства месторождения с выходом на бетонную дорогу, соединяющую Васюганскую группу месторождений с Игольско-Таловым месторождением, пос. Новый Васюган и г. Стрежевой.

В 50 км на восток от месторождения проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с пос. Новый Васюган, Каймысовской группой нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Зап.-Катильгинское и др.) и г. Стрежевой. Базовым технологическими объектами по подготовке нефти на месторождении является УПН Крапивинская в Томском участке и УПСВ Крапивинская в Омском участке обеспечивающие товарное качество нефти для сдачи внешним потребителям.

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Основные этапы геологоразведочных работ

Геологоразведочные работы на Крапивинском месторождении проводились в три этапа: поиск, разведка и доразведка. Поисковый и разведочный этапы включали в себя стадии региональных геолого-геофизических работ. Крапивинское локальное поднятие выявлено в 1966 г. сейсморазведкой МОВ, в поисковое бурение введено в 1969 году. После бурения трех поисковых скважин, выявивших низкопродуктивные нефтеносные пласты Ю₁² и Ю₁³, поисково-разведочные работы на площади с 1970 г. были приостановлены. После проведения в 1980-1982 годах сейсмических исследований МОГТ, уточнивших строение собственно Крапивинского и выявивших юго-западнее его Западно-Крапивинское поднятие, начался второй этап геологоразведочных работ, подтвердивший промышленную нефтеносность пласта Ю₁³. С середины 90-х годов начинается детализационный этап исследований территории, связанный с началом применения пространственной (объемной) сейсморазведки МОГТ-3D, с увеличением объёмов тематических, договорных научно-производственных работ, с проведением исследований на базе комплексирования данных сейсморазведки и ГИС.

Основные этапы геологоразведочных работ и их результаты приведены в таблице 1.2.1 и на рисунке 1.2.1.

Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение

Крапивинская структура была выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1967 -1968 гг. с/п 8/65 - 66 Томского геофизического треста. В 1980 - 1982 гг. поднятие детализировано сейсморазведкой ОГТ с/п 4,5,7,18/80 -82, а в 1985 - 1986 гг. с/п 4,5,7/85 – 86 методом ОГТ изучено его северное продолжение - в зоне сочленения с Моисеевским к. п.

С 1996 по 2000 гг. и в 2007-2008 годах на площади были проведены сейсморазведочные работы 3Д.

В 1987 г. в Западной НГРЭ ПГО «Томскнефтегазгеология» был составлен «Проект поисков залежей нефти на Крапивинской площади».

В глубокое бурение Крапивинская структура введена в 1969 году в соответствии с проектом глубокого поискового бурения, утвержденным заместителем министра геологии РСФСР А.Т. Шмаревым 25 апреля 1969 года.

Сейсмоосновой для проектирования послужила структурная карта масштаба 1:100000 по отражающему горизонту Па \Е.С. Шляхтер\, согласно которой структура представляла собой брахиантиклинальную складку северо-восточного простирания. Согласно проекту на Крапивинской площади предусматривалось бурение шести скважин. Первоочередной явилась скважина № 195Р, заложенная в своде Крапивинского поднятия. Скважина № 195Р выявила наличие нефти в юрских пластах Ю₁² и Ю₁³. В 1980-1982 гг. поднятие детализировано сейсморазведкой ОГТ с/п 4, 5, 7, 18/80 -82, а в 1985-1986 гг. с/п 4, 5, 7/85 - 86 методом ОГТ изучено его северное продолжение - в зоне сочленения с Моисеевским к. п. Уточнено строение ранее выявленных поднятий, в том числе и Крапивинского, в юго-западной части которого выделено Западно-Крапивинское поднятие. В связи с уточнением строения поднятия, расширением его наиболее приподнятой части в южном направлении, возникла необходимость возобновления в 1984 году поисково-разведочных работ на Крапивинской площади.

В этом же году по результатам бурения и испытания скважины 197Р была произведена первая оценка запасов нефти. В 1991 году ПГО «Томскнефтегазгеология» был составлен и утвержден Западно-Сибирским отделением «Союзэкспертизы» – «Проект доразведки Крапивинского месторождения». Разбуривание месторождения начато в 1997 г. (район скважины 201Р) на основании «Проекта пробной эксплуатации Крапивинского месторождения», составленного ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» (протокол № 2124 от 20.02.97 г.), а также «Дополнительной записки к проекту пробной эксплуатации Крапивинского месторождения». В этом же году на новой сейсмической основе по отражающему горизонту Па, подготовленной отделом сейсморазведки ОАО «ТомскНИПИнефть», осуществлены геологическое моделирование и подсчет запасов углеводородов (протокол № 642 от 2001 года). К тому моменту на месторождении было пробурено 35 поисково-разведочных скважин (190Р - 223Р) и 21 эксплуатационная скважина. За период с 2001 по 2010 гг. на Крапивинском месторождении было пробурено 238 скважин, в том числе 8 поисково-разведочных (оценочных) скважин.

Таблица 1.2.1- Этапы геологоразведочных работ

№	Вид и масштаб работ	Место проведения	Наименование и местонахождение организаций	Краткие результаты работ
1	2	3	4	5
I этап: региональный (рекогносцировочный)				
1.	Геологическая съемка, 1:1000000	Юго- восток Западно-Сибирской низменности	ЗСГУ, 1947-1954 гг.	Составлена геологическая карта юго-востока Западно-Сибирской равнины.
2.	Аэромагнитная съемка, 1:1000000 1:200000	Юго- восток Западно-Сибирской низменности	Новосибирский геофизический трест, «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск, 1952 г., 1954-1961 гг.	Получены первые представления о тектонике фундамента Западно-Сибирской плиты, определены глубины его залегания.
3.	Гравиметрическая съемка, 1:1000000	Юго- восток Западно-Сибирской низменности	Колпашевская геофизическая экспедиция, г. Новосибирск, 1952-1961 гг.	Построены карты изоаномал силы тяжести. Установлено соответствие гравиметрических аномалий простиранию крупных тектонических структур.
II этап: поисковый				
4.	Сейсморазведка МОВ	Каймысовский свод	Средне-Обская комплексная геофизическая экспедиция (СОКГЭ), с 1968 г. Томский геофизический трест (ТГТ), г. Колпашево, 1960-1969 гг.	Выявлены и подготовлены под глубокое бурение наиболее крупные структуры Каймысовского свода: Нововасюганская, Лонтынь-Яхская, Первомайская, Весенняя, Катильгинская, Кельватская, Моисеевская, Крапивинская, Карасевская и др.
5.	Высокоточная аэромагнитная съемка М 1:50000	Нюрольская впадина, Каймысовский свод	ЦГЭ ам/п 38 1979-1981 гг.	Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского фундамента Нюрольской впадины и восточной части Каймысовского свода.
6.	Глубокое поисково-оценочное бурение	Каймысовский свод, Нюрольская впадина	ПГО «Томскнефтегазгеология», 1958-1998 гг.	В результате бурения и испытания скважин открыты нефтяные месторождения: Крапивинское, Карайское, Игольско-Таловое, Поньежовое, Моисеевское, Двуреченское и др.

Продолжение таблицы 1.2.1

1	2	3	4	5
III этап: разведочный				
7.	Сейсморазведка МОГТ, 1:50000	Южная часть Каймысовского свода и прилегающих районов Нюрольской впадины.	ТГТ, с/п 4, 5, 7, 18, г. Колпашево, 1980-1982 гг.	Проведены исследования МОГТ южной части Каймысовского свода и прилегающих районов Нюрольской впадины; уточнено строение по всем горизонтам Моисеевской, Крапивинской и Карасевской площадей.
8.	Сейсморазведка МОГТ, 1:50000	Западный склон Каймысовского свода	ТГТ, с/п № 4, 5, 7/85-86, отв. исп. Берлин Г. И., г. Колпашево, 1985-1986 гг.	Уточнение деталей строения ранее подготовленных структур: Карасевской, Моисеевской, Крапивинской, Междуреченской.
9.	Площадные сейсморазведочные работы МОГТ на западном склоне Каймысовского свода, Карасевской и Моисеевской площадях	западный склон Каймысовского свода, Карасевская и Моисеевская площади	ТГТ, с/п №4,5,7/86-87, Отв. исп. Берлин Г.И., г. Колпашево, 1987г.	Подготовлены к передаче в бурение 10 структур.
10.	Сейсмокаротажные работы, ВСП	Крапивинская площадь	ТГТ, сейсмокаротажная партия № 19, 1969-2001 гг.	Проведены сейсмокаротажные исследования в разведочных скважинах: 191, 195, 202, 205, 206, 220. ВСП в скважине № 472.
11.	Сейсморазведочные работы «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-западной и юго-восточной частей Каймысовского свода и прилегающих территорий»	Северо-западная и юго-восточная часть Каймысовского свода	ТГТ, сп № 4, 5, 7/88-89, Отв. исп. Берлин Г.И., г. Колпашево, 1990 г	В различной степени детализированы 26 новых объектов. Детализировано строение Крапивинского и Тагайского месторождений.
12.	Тематические работы «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-западной части Каймысовского свода и прилегающих территорий»	Юго-западная часть Каймысовского свода	ТГТ, сп № 4, 5, 7/89-90, Отв. исп. Берлин Г.И., 1992 г.	Существенно уточнен структурный план. Детализированы: Западно-Карандашовская, Северо-Долгая, Второреченская, Осевая, Южно-Осевая, Верхнекарандашовская структуры; центральная и южная части Карандашовской площади. Уточнено строение Крапивинской площади.
IV этап: детализационный				
13.	Договор № 243 «Разработка геолого-геофизических моделей района сочленения Крапивинского и Западно-Моисеевского месторождений на основе комплексной обработки и интерпретации данных глубокого бурения, ГИС и сейсморазведки в объеме 500 кв. км», 1: 50000	Крапивинская и Западно-Моисеевская площади	ВНИГНИ, Отв. исп. В.С. Славкин, 1995 г.	Разработаны литолого- фациальная модель с типизацией верхнеюрского разреза по скважинам, а также структурно-морфологическая, прогнозная емкостная, флюидодинамическая модели и модели развития типов разреза пласта Ю ₁ ³ , описаны залежи нефти и дана оценка запасов, построены схема дизъюнктивных дислокаций, структурные карты и карта залежей нефти пласта Ю ₁ ³ .

Продолжение таблицы 1.2.1

1	2	3	4	5
14.	Договор № 114/283 «Зональный прогноз перспективных зон и участков развития горизонта Ю ₁ юга Каймысовского свода», 1: 50000	Южная часть Каймысовского свода	ВНИГНИ, Отв. исп. В.С. Славкин, 1998 г.	Разработана зональная модель геологического строения верхнеюрского природного резервуара южной части Каймысовского свода, где установлено дизъюнктивно-блоковое строение с широким развитием тектонически экранированных залежей.
15.	Сейсморазведочные работы "Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западного склона Моисеевского куполовидного поднятия и прилегающих территорий"	Моисеевское куполовидное поднятие	ТГТ, сп № 4, 5/95-96, Отв. исп. Петров В.Н., г. Колпашево, 1997 г	Проведены площадные работы МОГТ и построены структурные карты М 1:50000 по основным отражающим горизонтам Ф2, Ia, Па, III, Va. Уточнено строение западного склона Моисеевского к. п., включая Крапивинское месторождение.
16.	«Опытно- методические работы по обобщению геолого-геофизических материалов Каймысовского свода и прилегающих территорий с целью прогнозирования зон нефтегазонакопления в юрско-неокомских отложениях»	Каймысовский свод	ТГТ, омп 12/94-96, 12/96, Отв. исп. Берлин Г.И., 1997 г.	Выполнены работы по обобщению геофизических материалов по Каймысовскому своду и прилегающей территории. На всю изученную территорию составлены уравненные карты (структурная, изохрон) масштаба 1:50000 по опорному отражающему горизонту Па
17.	Сейсморазведочные работы «Построение 3Дсейсмологической модели Крапивинского месторождения»	Крапивинское месторождение	ТГТ, сп № 17/94 -99, Отв. исп. А.Ф. Глебов, г. Томск, 2000 г.	Выполнена обработка 3Д сейсмических наблюдений. Проведена комплексная интерпретация данных сейсморазведки 2Д и 3Д, ГИС и бурения. Уточнены структурные планы основных отражающих горизонтов и предложена клиноформная модель верхнеюрских отложений.
18.	Отчет сейсморазведочной партии 2/99-00 о проведенных детальных и поисковых работах МОГТ 2Д масштаба 1: 50000, выполненных зимой 1999-2000 и 2000-2001гг.	Западно-Крапивинский участок	ТГТ с/п № 2/99-00 Отв. исп. Л.П. Жевлаков, г. Колпашево, 2001 г.	Уточнена геолого-геофизическая модель Западно-Крапивинского участка.
19.	Отчет о полевых сейсморазведочных работах 3D на Крапивинской площади в полевой сезон 2007 – 2008 гг. масштаб 1: 25000	Западно-Крапивинский участок	с/п № 87/07-08 Хантымансийск геофизика Отв. исполнитель Ю.И. Карпинский г. Ханты-Мансийск, 2008 г.	На Западно-Крапивинском участке месторождения выполнена обработка 3Д сейсмических наблюдений. Проведена комплексная интерпретация данных сейсморазведки 2Д и 3Д, ГИС и бурения для Западно-Крапивинской части месторождения.
20.	Отчет «Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 3Д сейсморазведочных работ на Карайско-Моисеевском № 49 (Западно-Моисеевская площадь) и Крапивинском № 30 (Крапивинское месторождение) лицензионных участках ОАО «Томскнефть» ВНК. Отчет по договору № ГРР4093 с ОАО «Томскнефть»	Моисеевское и Карандашовское куполовидное поднятие	с/п № 10/2011-2012 Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск,	В зоне сочленения Моисеевского и Карандашовского к.п. выполнены работы 3Д. Уточнившие северо-восточную часть Крапивинского месторождения.

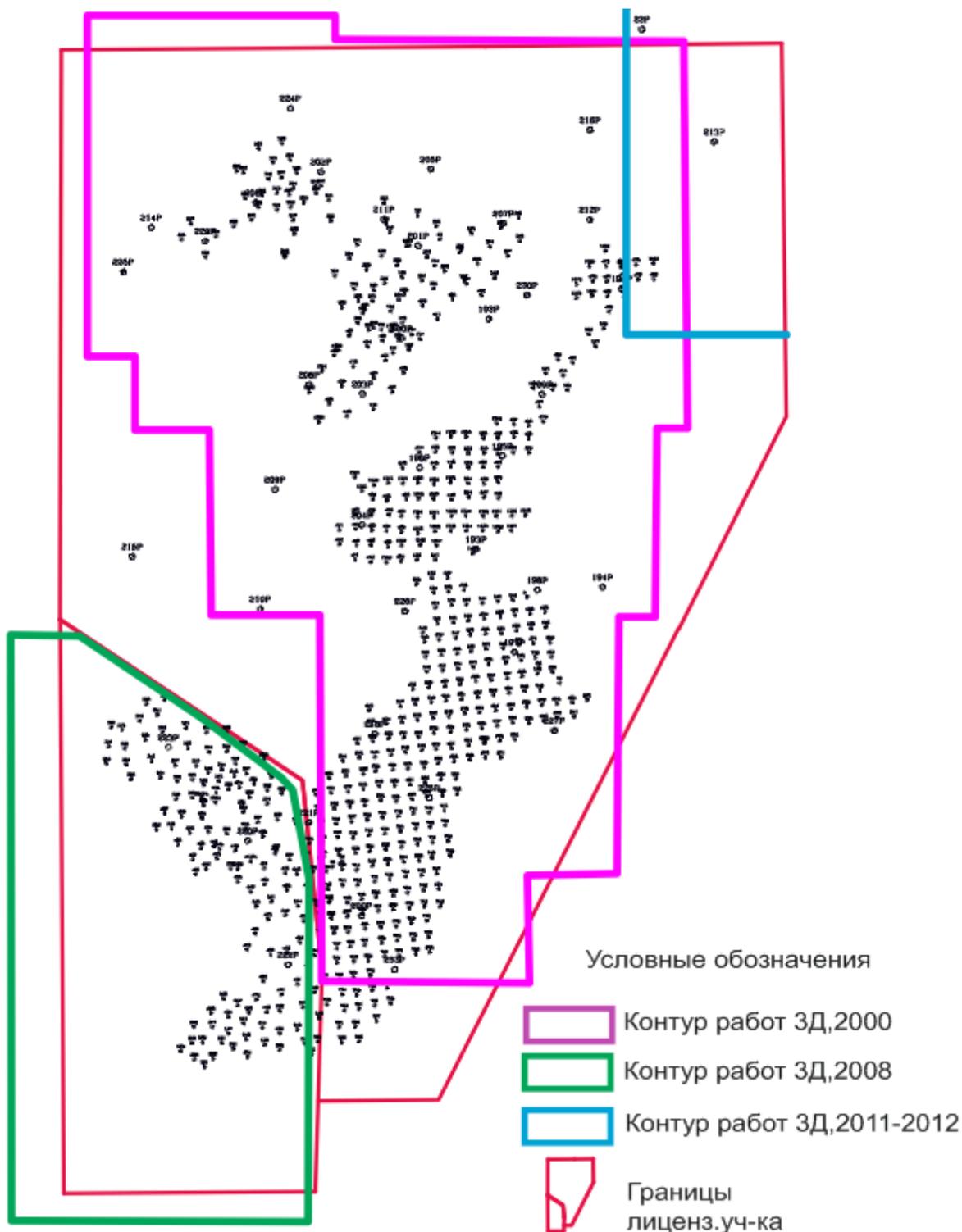


Рисунок 1.2.1 – Схема изученности района сейсморазведочными работами ЗД

В 2010 г. был выполнен пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения, уточнено геологическое строение района работ (протокол № 2369 от 22.12.2010 года). Для структурных построений, главным образом, использовались материалы ЗД сейсморазведки, полученные Томским геофизическим трестом (ТГТ), с/п № 2/99-00 (428 км²) и АО «Хантымансийскгеофизика», с/п № 87/07-08 (150 км²), а также использовались 2Д сейсмические материалы. Обобщение сейсмического материала (с учетом

всех новых 3D и 2D данных и пробуренных скважин), позволило получить более полное представление о структурно-тектонических особенностях Крапивинского месторождения.

На описываемом месторождении промышленная нефтеносность связана с горизонтом Ю₁ васюганской свиты верхней юры: песчаными пластами Ю₁² и Ю₁³. По отражающему сейсмическому горизонту Па, приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой -2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина 215 км, ширина 60÷120 км, амплитуда поднятия 350 м.

Первоочередной явилась скважина № 195Р, заложенная в своде Крапивинского поднятия в 1969 году с задачей выявления сводовых залежей в юрских отложениях и изучения перспектив доюрского и мелового комплексов. Фактическая глубина скважины (3030 м) оказалась меньше проектной (3100 м) в связи с тем, что проектный горизонт был вскрыт на меньшей глубине (2947 м) чем предусматривалось в проекте. Скважина № 195Р выявила наличие нефти в юрских пластах Ю₁² и Ю₁³. При совместном испытании вышеуказанных пластов было получено 11,7 м³/сут нефти и 5 м³/сут на динамическом уровне 1466 м.

Остальные скважины закладывались на крыльях и периклиналях структуры с целью прослеживания контура сводовых залежей.

В процессе бурения и испытания скважин детально изучено геологическое строение месторождения. Выявлены закономерности распространения продуктивных пластов по площади и по разрезу, изучены коллекторские свойства, физико-химические свойства насыщающих флюидов и литолого-петрографическая характеристика продуктивных пластов. Получены исходные данные для обоснования подсчетных параметров, подсчета запасов и проектирования разработки месторождения.

По состоянию на 01.01.2015 г. на месторождении пробурено всего 652 скважины, входящих в фонд добывающих нефтяных скважин, фонд нагнетательных скважин, фонд специальных скважин.

Отбор и исследование керна

С целью изучения литолого-петрографических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов бурение поисково-разведочных скважин проводилось с отбором керна. Коллекторские свойства продуктивного пласта определялась по лабораторным исследованиям керна материала. Литологические исследования пород включали в себя изучение в шлифах минерального состава породообразующих минералов, обломков пород, цемента, типа цемента, гранулометрического состава.

Залежи нефти Крапивинского месторождения приурочены к горизонту Ю₁, поэтому анализ изменения коллекторских свойств выполнен только для песчаников этого горизонта.

Отбор керна для изучения литолого-петрографических характеристик и фильтрационно-емкостных свойств проводился в 40 поисково-разведочных

скважинах, а также в 32 эксплуатационных скважинах (в том числе пять скважин в Омской области). Сведения о лабораторных исследованиях керна сведены в таблице 1.2.2. Определение открытой пористости и плотности пород выполнялось по стандартной методике согласно ГОСТ 26450.1-85 на аппаратуре АКМ-2М. Определение абсолютной газопроницаемости проводилось по стандартной методике на стандартном приборе ГК-5. Определение остаточной водонасыщенности в породах - коллекторах производилось капилляриметрическим способом и методом центрифугирования.

В основном отбор керна производился непосредственно из продуктивной части пласта. Интервалы керна привязаны к фактическим глубинам. Скважины с отбором керна равномерно размещены по месторождению, полученная по ним информация дает возможность с достаточной точностью охарактеризовать литологию коллекторов и их фильтрационно-емкостные свойства. Скважины с отбором керна изображены на рисунке 1.2.2.

Всего на месторождении выполнено следующее количество лабораторных исследований:

- Кп – 3650;
- Кпр – 3297;
- капиллярные исследования – 567;
- фазовые исследования – 50;
- определения $K_{выт}$ – пласт $Ю_1^2$ - 5 определений, пласт $Ю_1^3$ - 18 определений;
- акустические исследования – 71 определение.

15

Таблица 1.2.2 – Стандартные исследования керна из разведочных скважин

индекс пласта	Пористость, %					Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³					Водоудерживающая способность, %					Количество скважин по видам анализов		
	Эффективная толщина, м	Количество анализов, шт.	Значение			Эффективная толщина, м	Количество определений, шт.	Значение			Эффективная толщина, м	Количество определений, шт.	Значение			Кп	Кпр	Квс
			минимальное	максимальное	среднее			минимальное	максимальное	среднее			минимальное	максимальное	среднее			
Ю ₁ ²	2,8	33	3,2	19,5	13,4	5,4	33	0,02	13,44	3,5	5,4	11*	33	72	49,3	40	40	40
Ю ₁ ³	14,8	212	6	21,9	15,7	14,8	216	0,02	1080	125	14,8	36*	8,2	88,4	54,1	40	40	40

*- определение остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны

II. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении описываемого района принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах рассматриваемого района общую мощность 2800-3000 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом (рисунок 2.1) [1].

Стратиграфическое расчленение разреза проведено по материалам поисково-разведочного бурения на Крапивинской площади с учетом уточненной стратиграфической схемы мезозойских отложений Западной Сибири, принятой на шестом Межведомственном стратиграфическом совещании в 2003 г. (г. Новосибирск) [2].

Палеозойская эратема – PZ

Доюрские образования

Доюрские образования вскрыты скважинами 195Р и 200Р в интервалах 2950-3030 м (забой скважины) и 2810-2917 м (забой скважины) соответственно. По керну образования представлены зеленокаменными измененными миндалевидными спилитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания.

Вскрытая толщина – 80-107 м.

Мезозойская эратема – MZ

Юрская система – J

Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью 200-310 м и более. Они подразделяются на три свиты – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Нижне-среднеюрский отделы

Байос-батский ярусы

Тюменская свита

Отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований и вскрыты на полную толщину скважинами 195Р и 200Р, где она составила 116 и 92 м соответственно. В фациальном отношении отложения свиты сложены континентальными осадками – аллювиально-болотными и озерными: неравномерно переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, разномерными песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты более песчаная, здесь выделяются песчаные пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄, из которых наиболее мощным

является последний. Песчаные пласты, в силу их континентального происхождения, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу.

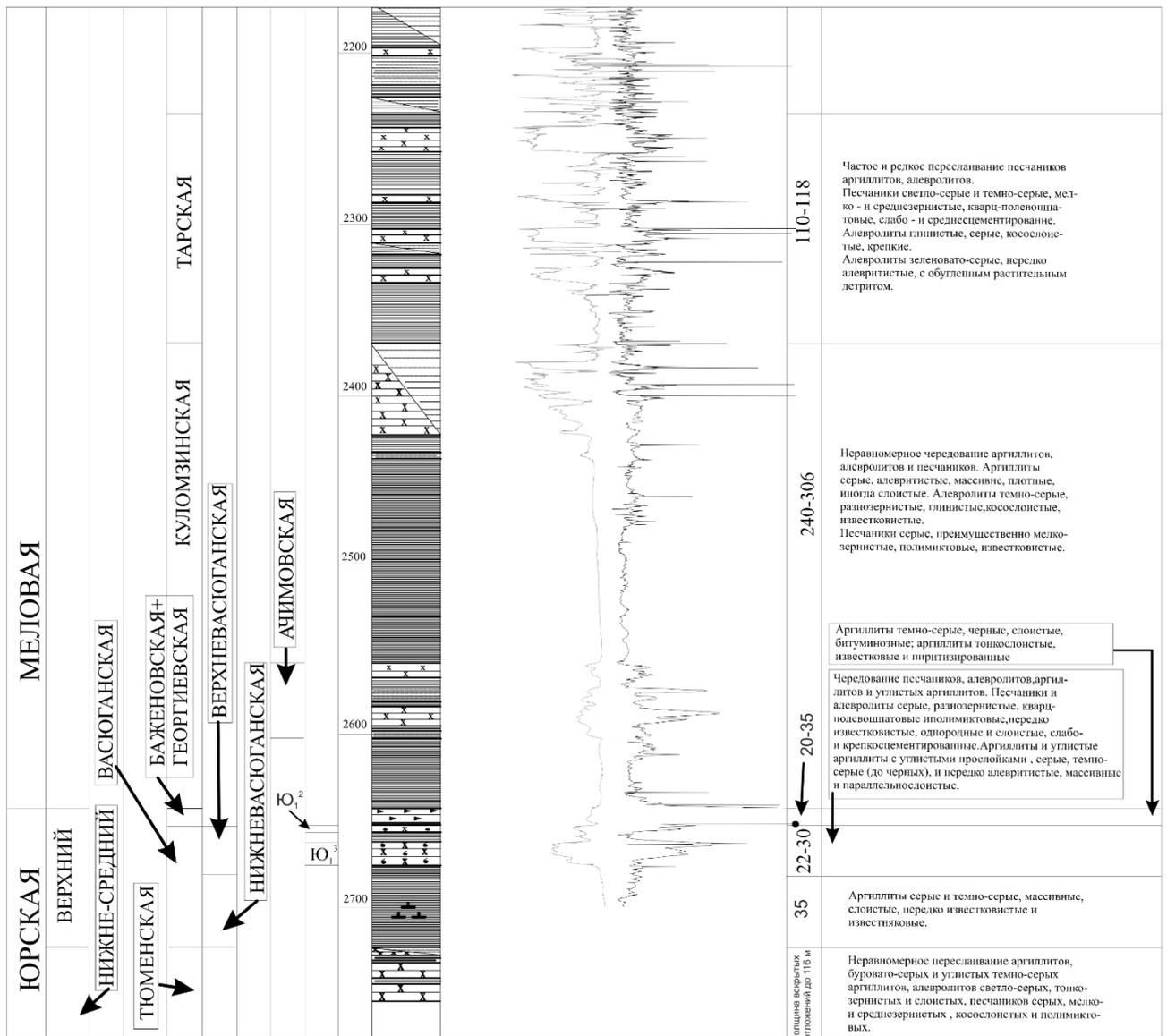
Средний-верхнеюрский отделы

Бат-келловей-оксфордский ярусы

Васюганская свита

Отложения васюганской свиты вскрыты всеми скважинами описываемой зоны. Она залегает на глубинах 2644-2751 м, четко выделяется в разрезах скважин и хорошо прослеживается по простиранию. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных, и подразделяется на две подсвиты – нижневасюганскую и верхневасюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом.

Нижневасюганская подсвита сложена, в основном, мелководноморскими глинистыми породами – аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, с редкими, тонкими прослойками светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо выдерживается по простиранию, мощность ее 33-36 м.



Условные обозначения:

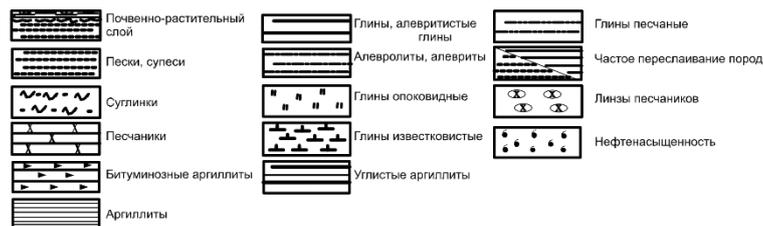


Рисунок 2.1.1 – Фрагмент сводного стратиграфического разреза (юрский период)

Верхневасюганская подсвита преимущественно песчанистая и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁, являющийся основным продуктивным объектом как в описываемой зоне, так и практически на всех месторождениях Томской области. Горизонт Ю₁ формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки:

- подугольную, песчаную, мелководно-морскую, регрессивную;
- межугольную, прибрежно-континентальную;
- надугольную, преимущественно песчаную, мелководно-морскую.

В объеме горизонта в описываемой зоне выделяются пласты Ю₁² (надугольная толща), Ю₁^М (междуугольная толща) и Ю₁³ (подугольная толща), из которых продуктивными являются пласты Ю₁² и Ю₁³.

Мощность свиты составляет 55-70 м.

Кимериджский ярус

Георгиевская свита

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 4,0-8,0 м.

Волжский ярус

Баженовская свита

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод. Породы свиты входят в состав региональной верхнеюрско-меловой покрывки юрского нефтегазоносного комплекса [3].

Морские осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, четкой стратиграфической привязкой. Эти факторы, а также четкий облик на каротажных диаграммах, делают свиту региональным репером.

Толщина свиты 20-28 м.

Меловая система – К

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. На Крапивинском месторождении ее мощность составляет более 2000 м.

Нижний отдел

Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты - куломзинскую, тарскую, киялинскую и алымскую и частично входят в состав покурской свиты.

Бериасский и валанжинский ярусы

Куломзинская свита

Сложена морскими, преимущественно глинистыми отложениями, согласно перекрывающими верхнеюрские. Свита сложена, в основном, аргиллитами серыми, темно-серыми, плотными, крепкими, алевритистыми, иногда плитчатыми, с тонкими пропластками алевролита. В верхней части свиты выделяется группа песчаных пластов Б₁₂₋₁₃, а в нижней части выделяется ачимовская пачка, сложенная преимущественно уплотненными песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Мощность свиты 311 – 401 м.

Валанжинский ярус

Тарская свита

Представляет собой опесчаненные прибрежно-морские отложения завершающей верхнеюрско-валанжинской трансгрессии моря. Основной состав

свиты – серия песчаных пластов группы Б₇ – Б₁₀ с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность свиты 71 – 86 м.

Готерив – баррем

Киялинская свита

Сложена континентальными отложениями представлена неравномерно переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками с преобладанием в разрезе глин. Песчаные пласты в составе свиты относятся к группе пластов Б₀ – Б₆ и А. Мощность свиты 473 – 539 м.

Аптский ярус

Алымская свита

Представляет собой отложения кратковременной морской трансгрессии в раннем апте. Свита сложена базальным песчаным пластом А₁ и залегающей на нем кошайской пачкой аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Мощность алымской свиты 33 – 56 м.

Нижний – верхний отделы

Нижне-верхнемеловые отложения в объеме апт-альб-сеномана объединены в покурскую свиту, которая является наиболее мощной. Она сложена континентальными отложениями, представленными переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, участками алевритистые, комковатые, косослоистые. Песчаные пласты покурской свиты, относимые к группе ПК, по простиранию невыдержанные, толщина их колеблется в пределах от нескольких метров до 20 м, иногда достигают 40 м. Более опесчанена нижняя часть свиты. Её мощность в пределах описываемого района составляет 791 – 814 м.

Верхнемеловые отложения – К₂

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верхний турон + коньяк + нижний сантон), славгородскую (верхний сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний (палеоген)).

Туронский ярус

Кузнецовская свита

Кузнецовская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, плотными, листоватыми, иногда известковистыми или алевритистыми и слюдистыми. Мощность свиты 13 – 25 м.

Коньяк – сантон - кампанский ярусы

Березовская свита

Породы представлены морскими глинами светло-серыми и зеленовато-серыми, местами алевритистыми или опоковидными, горизонтально- и волнистослоистыми с раковистым изломом. Мощность свиты 105 – 130 м.

Маастрихт – датский (палеоген) ярусы

Ганькинская свита

Ганькинская свита сложена мергелями серыми, зеленовато-серыми, кремнистыми, неслоистыми и глинами серыми, участками известковистыми

или алевритистыми, с тонкими прослойками алевритов и песков, с редким растительным детритом, с отпечатками раковин. Мощность свиты составляет 131 – 150 м.

Палеогеновые отложения – Р

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен – нижний олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (средний – верхний олигоцен).

Палеоценовый отдел

Талицкая свита

Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, иногда алевритистыми, с пропластками и присыпками алевритов и песков мелкозернистых, кварц-палевошпатово-глауконитовых, с включениями пирита. Мощность свиты 34 – 50 м.

Эоценовый отдел

Люлинворская свита

Люлинворская свита сложена глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, в нижней части – опоквидными, местами переходящими в опоки. В глинах встречаются прослойки серых слюдистых алевритов и разнозернистых кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчаников. Мощность свиты 197 – 207 м.

Верхний эоцен - нижний олигоцен

Тавдинская свита

Тавдинская свита представлена глинами голубовато-зелеными, зеленовато-серыми, плотными, с гнездами, присыпками и линзовидными послойками песков серых кварцевых и кварц-полевошпатовых, разнозернистых и алевролитов. Мощность свиты 129 – 135 м.

Средний + верхний олигоцен

Некрасовская серия

Отложения некрасовской серии сложены песками серыми, светло 21 серыми, мелкозернистым, кварцевыми и кварц-полевошпатовыми, иногда уплотненными, с подчиненными прослоями глин. Мощность серии 194 - 230 м.

Четвертичные отложения – Q

Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелкосреднезернистыми, реже - более крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита почвенно-растительным слоем. Мощность отложений 25 – 30 м.

2.2 Тектоника

Крапивинское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в южной части Каймысовского свода.

В глубинном строении района принимают участие два структурных этажа, разделённых между собой поверхностью углового и стратиграфического несогласия: нижний гетерогенный складчато-блоковый палеозойский фундамент, сложенный сильно метаморфизованными, дислоцированными горными породами различного состава, прорванными интрузиями и осложнёнными многочисленными тектоническими нарушениями, и верхний платформенный чехол, представленный преимущественно терригенными породами [4].

Стратиграфическая привязка основного отражающего горизонта Π^a (подошва баженовской свиты) для исследуемой площади принципиально не отличается от привязки выполненной на других площадях южной части Каймысовского свода. Для стратиграфической привязки использовались данные по скважине 205Р.

На временных разрезах подошва баженовской свиты соответствует динамически выраженной положительной фазе, прослеживаемой на временах 2080-2270 мс (рисунок 2.2.1).

По данным разведочного бурения кровля продуктивного пласта $Ю_1^3$ расположена ниже баженовской свиты на 7-18 метров.

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской платформы район работ относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении – к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юго-восточной части.

Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиональная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойским мегапрогибом. [5]

По отражающему сейсмическому горизонту Π^a , приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой - 2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина 215 км, ширина 60÷120 км, амплитуда поднятия 350 м. Абсолютные отметки сводовых частей на структурах второго порядка составляют минус 2300÷2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой (минус 2600÷2650 м).

Каймысовский свод осложнён рядом положительных структур второго и третьего порядка, разделённых прогибами, седловинами, небольшими впадинами. К структурам второго порядка относятся Катильгинское, Карандашовское и Крапивинско-Моисеевское куполовидные поднятия (к. п.), Ларломкинский и Нововасюганский валы.

Структуры третьего порядка, или локальные поднятия, расположены как в пределах валов и куполовидных поднятий, так и в пониженных (депресссионных) зонах.

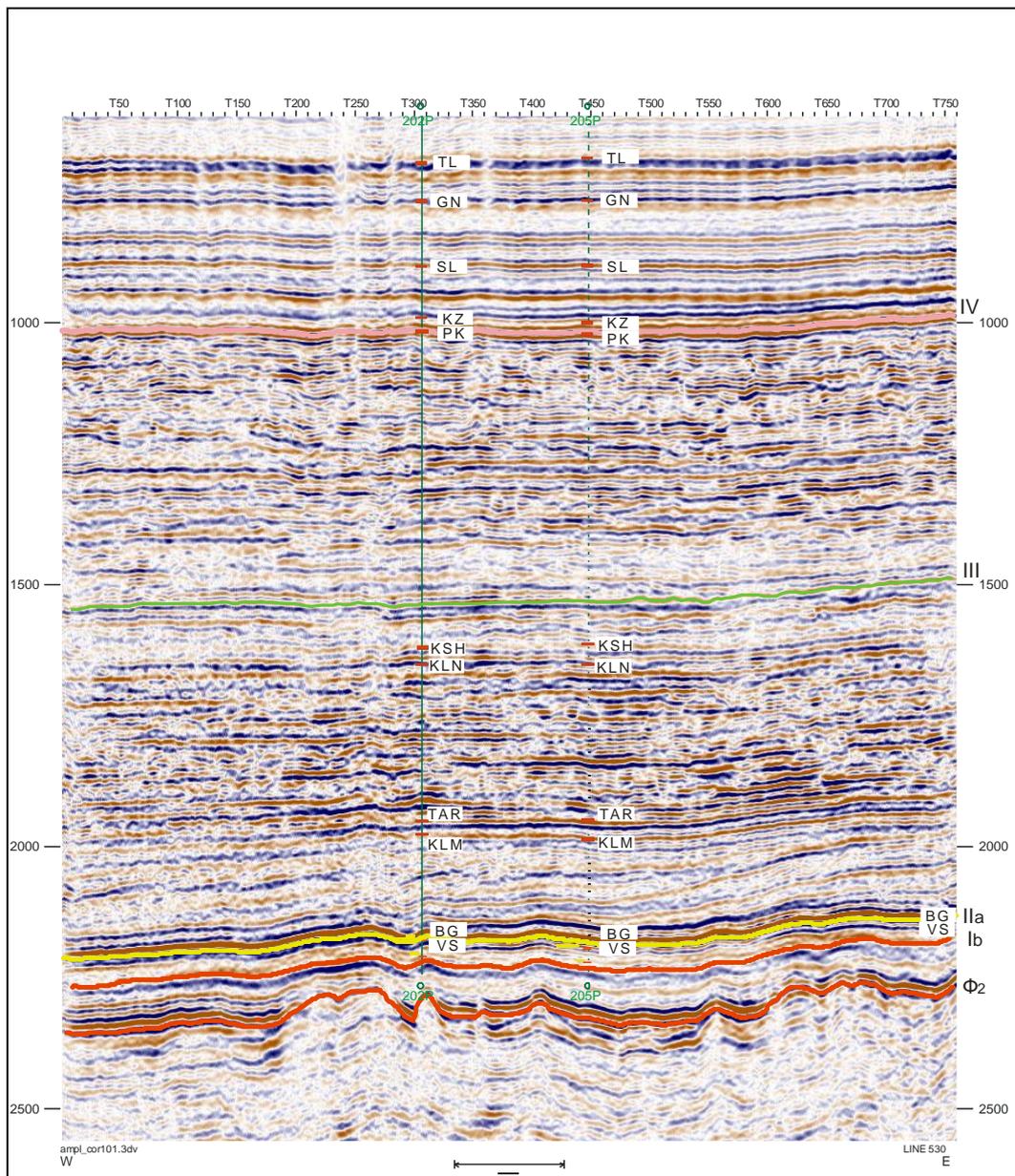


Рисунок 2.2.1 – Стратиграфическая привязка по основным отражающим горизонтам.

Временной среза МОГТ-3Д

Условные обозначения стратиграфических маркеров (свит и пачек):

TL – талицкая, GN – ганькинская, SL – славгородская, KZ – кузнецовская, PK – покурская, KSH – кошайская, KLN – киялинская, TAR – тарская, KLM – куломзинская, BG – баженовская, VS – васюганская

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» под редакцией Конторовича А.Э. Крапивинское месторождение приурочено к юго-западному склону Крапивинско-Моисеевского к. п. – структуры II порядка (рисунок 2.2.2).

По отражающему горизонту II^a (подошва баженовской свиты) Крапивинское месторождение приурочено к сложнопостроенной группе пространственно-сближенных локальных поднятий (л. п.), отделенных друг от друга узкими линейными мульдообразными прогибами амплитудой 15-20 м.

Многочисленные локальные поднятия Крапивинской структуры по морфологическому признаку объединяются в две структуры третьего порядка –

Западно-Крапивинскую и Крапивинскую группу поднятий (г. п.). На погруженных склонах этих структур имеется еще ряд мелких локальных поднятий, которые характеризуются как малоамплитудные, малоразмерные структуры-спутники месторождения.

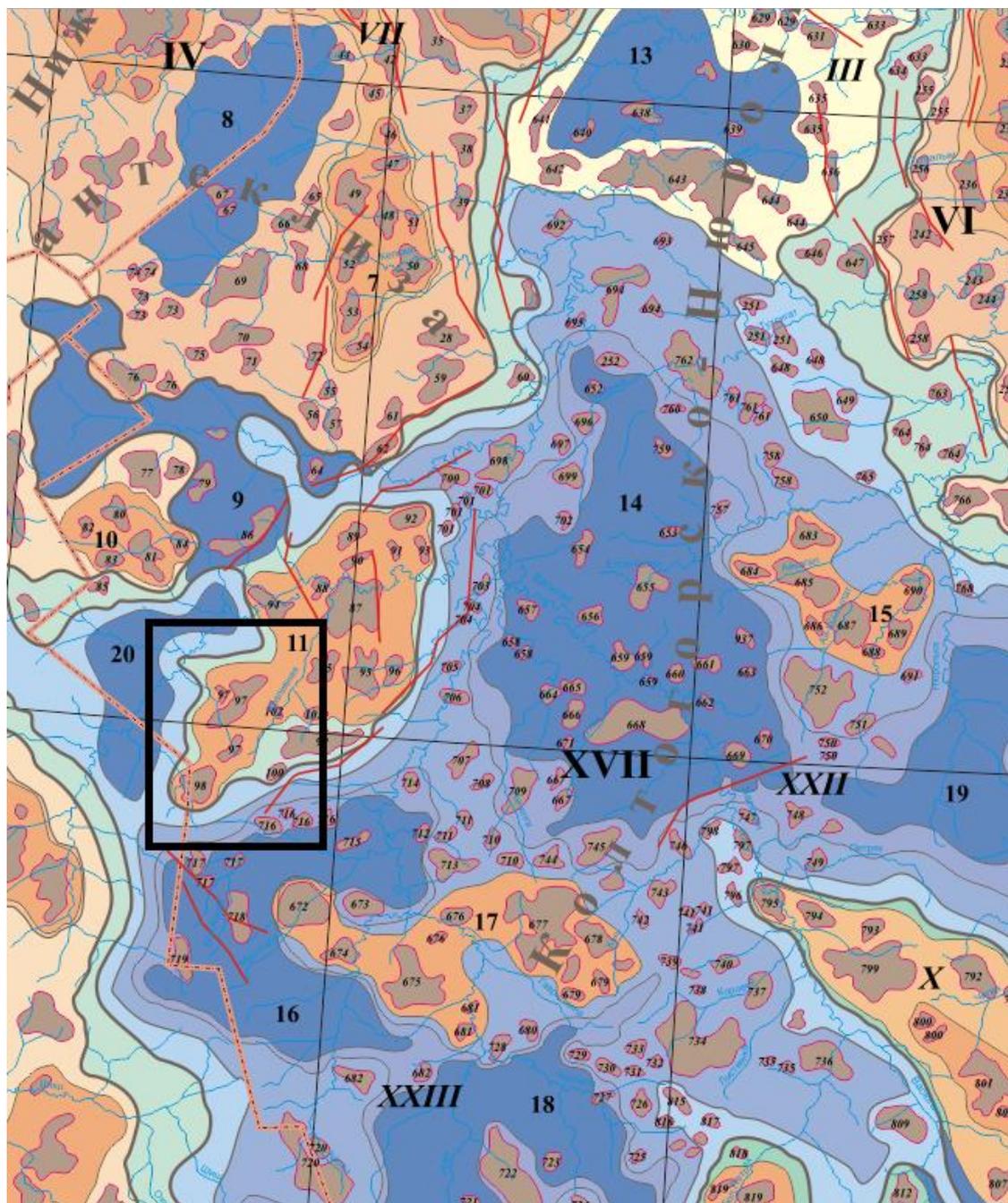


Рисунок 2.2.2 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области, 2001 г. (ред. А.Э. Конторович)

Единой оконтуривающей сейсмоизогипсы по горизонту Π^a локальные поднятия Крапивинской и Западно- Крапивинской группы не имеют. В то же самое время отмечается их общая морфогенетическая характеристика с понижением общей гипсометрии с востока на запад и с северо-востока на юго-запад от минус 2520 до минус 2640 м. В плане эти локальные поднятия

формируют обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры изометричного и асимметричного типа.

Крапивинская г.п. имеет асимметричную форму, восточное крыло по отношению к западному более крутое и короткое. В связи с этим сводовая часть Крапивинской группы поднятий (район скважины 191Р) приближена к восточному крылу. Абсолютные отметки по отражающему горизонту Π^a в своде поднятия достигают минус 2515-2520 м. Структура представляется как многокупольная со сложнопостроенной морфологией.

Западно-Крапивинская г. п. (район скважин 200Р, 220Р, 223Р) выделяется²⁴ на юго-западном погружении Крапивинской структуры и отделяется от нее межструктурным понижением, состоящим из линейного прогиба и мульды амплитудой 15-20 м. В структурном плане по сейсмогоризонту Π^a в пределах Западно-Крапивинской структуры можно выделить два наиболее крупных локальных поднятия куполовидной формы с оконтуривающими изогипсами минус 2590 м (район скважины 200Р) и минус 2610 м (между скважинами 220Р и 223Р).

В районе Крапивинской структуры отмечаются тектонические нарушения, достигающие баженовского горизонта и проникающие в нижнемеловой интервал разреза. Пример выделения подобных нарушений по данным 3Д сейсморазведки представлен на рисунке 2.2.3.

По результатам сейсморазведочных работ 3Д на Крапивинской площади наиболее выражены Чекинская (северо-западного простирания) и Карандашовско-Моисеевская (северо-восточного простирания) системы малоамплитудных и безамплитудных нарушений. Подчиненное значение имеют Колтогорско-Нюрольская (субмеридионального простирания) и Карандашовско-Нововасюганская (субширотного простирания) системы малоамплитудных и безамплитудных нарушений.

Следует отметить, что среди Карандашовско-Моисеевской и Чекинской систем тектонических нарушений, в соответствии с их ромбовидной зональностью имеющих генерализованные северо-восточную и северо-западную ориентировки, наиболее выражена первая. Это объясняется тем, что северо-восточное направление соответствует простиранию крупных тектонических элементов фундамента, получивших развитие в наиболее поздний раннемезозойский цикл тектонической активизации фундамента. В результате были образованы Колтогорско-Уренгойский, Аганский, Усть-Тымский грабен-рифты. Северо-западное направление соответствует простиранию более древних структурно-тектонических элементов: Верхне-Васюганского антиклинория, Чекинского прогиба, Верхнедемьянского мегаантиклинория и др. Таким образом, на Крапивинской площади тектонические нарушения северо-восточной ориентировки должны быть более молодыми и менее залеченными, чем дизъюнктивы, развитые в северо-западном направлении.

Необходимо отметить, что в пределах Крапивинской площади разломы, оперяющие Большеюганскую и Колтогорско-Уренгойскую депрессионные

зоны, находят отражение на космоснимках, создавая характерную ромбовидную спектрозональность земного рельефа. Вероятно, что именно эти две системы разрывных нарушений играли определяющую роль в формировании доюрского палеорельефа и в дальнейшем оказывали большое влияние на литофациальную зональность верхнеюрских и нижнемеловых коллекторов Крапивинской площади.

Ромбовидная зональность тектонических нарушений фундамента обусловила блоковое геологическое развитие территории. По мере накопления осадочных отложений в нижней части осадочного чехла тектоническая активность затухает. Однако унаследованность от блокового строения фундамента сохраняется. Границам блоков фундамента планово соответствуют в верхнеюрском интервале линейанементные часто пликативные дислокации, которые на протяжении весьма значительного промежутка геологического времени могли устойчиво проявляться в морфологии надводного и подводного рельефа, оказывая весьма значимое влияние и на литофациальную характеристику накапливаемых отложений. Таким образом, необходимо отметить, что одним из факторов, определяющих сложность геологического строения верхнеюрских отложений Крапивинского месторождения, является их блоковое строение, унаследованное от ромбовидной зональности фундамента.

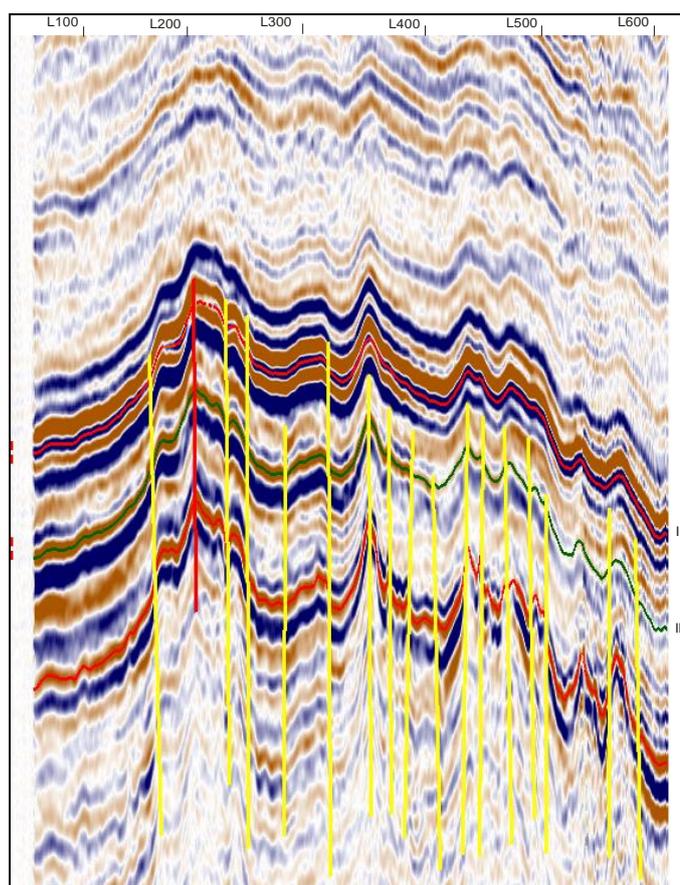


Рисунок 2.2.3 - Тектонические нарушения на временном срезе МОГТ-3D

Очевидно также и то обстоятельство, что проникновение этих разломов в осадочный чехол Крапивинского участка весьма ограничено, т. к. даже по

структурной карте кровли доюрского фундамента эти разломы весьма не протяженны и большей частью не соединяются друг с другом, плавно переходя на склоновых и депрессионных частях в не дизъюнктивные, а пликативные линеанементные формы, т. е. энергетика этих разломов оказалось недостаточно, чтобы раздробить доюрский фундамент на отдельные блоки. Поэтому в более пластичных отложениях юрско-мелового чехла эти разломы могут развиваться лишь весьма локально. В большинстве случаев им планово будут соответствовать лишь пликативные, а не дизъюнктивные дислокации осадочного чехла.

Необходимо отметить, что в средне- и верхнеюрском комплексах интенсивность дизъюнктивов, развивающихся наиболее контрастно в раннеюрское и доюрское время, резко снижается, характеризуясь ничтожными смещениями и разрушениями (разуплотнениями) осадочных пород. Однако надо иметь в виду, что постседиментационные преобразования за счет разгрузки высокоминерализованных растворов в верхних юрских горизонтах под флюидоупорами баженовской свиты могут превратить разломные зоны в непроницаемые гидродинамические барьеры обусловив блоковое строение площади.

Таким образом, можно утверждать, что для верхнеюрского горизонта Ю₁ экранирующая роль дизъюнктивных дислокаций может быть связана с наличием не вертикального, а латерального барьера - "залеченных" зон трещиноватости. Такие зоны по своей морфо-литологической и промыслово-геофизической характеристике фактически тождественны зонам литологических замещений пласта, но будут отличаться от них своим постседиментационным генезисом. Это дает достаточные основания идентифицировать гидродинамические экраны, разбивающие Крапивинское месторождение на самостоятельные залежи, термином - зоны замещений продуктивного пласта, оставляя диагностику их природы и характеристику проводящих свойств на более поздний этап исследований.

2.3 Нефтегазоносность

Район работ приурочен к Каймысовскому нефтегазоносному району Каймысовской нефтегазоносной области и относится к перспективным землям 1 категории (рисунок 2.3.1).

На Крапивинском месторождении промышленная нефтегазоносность разреза связывается с двумя песчаными пластами горизонта Ю₁ васюганской свиты - Ю₁² (ПРИЛОЖЕНИЕ А) и Ю₁³ (ПРИЛОЖЕНИЕ Б), разделенных углисто-глинистой перемычкой Ю₁^{му} толщиной от 2 до 10 м.

Пласты неоднородные, не выдержаны по мощности, литологии и фациям, коллекторским свойствам, продуктивности. В плане залежи по пластам не имеют замкнутого контура нефтеносности на одну ловушку, пространственно и структурно обособляются в виде самостоятельных локальных участков со сложным, смешанным типом экранирования, в т. ч. структурным,

литологическим, стратиграфическим. Месторождение относится к многопластовым, нефтяным, по запасам нефти – к категории крупных. [6]

Основные балансовые (промышленные) запасы нефти (более 80%) сконцентрированы в пласте Ю₁³, который характеризуется распространением в его составе разноедебитных, высоко-, средне- и низкопроницаемых типов коллекторов. Пласт Ю₁² представляется как низкодебитный, низкопроницаемый, маломощный и низкопродуктивный.

Особенностью нефтеносного резервуара является «скачкообразное» поведение водонефтяного контакта (ВНК) с разницей абсолютных отметок до 70 м. Ниже приводится характеристика месторождения отдельно по участкам пластов Ю₁² и Ю₁³.

Пласт Ю₁²

По пласту Ю₁² месторождение обособляется в виде двух участков (ПРИЛОЖЕНИЕ А). Первая собственно Крапивинский участок (район скважин №№ 207Р, 197Р, 213Р) и вторая Западно - Крапивинский (район скважин №№ 220Р, 200Р) сопряжены с одноименными г. п. Крапивинский участок залегает в интервале а. о. минус 2578-2618 м. Имеет размеры 21,5×30,5÷2,5 км и амплитуду порядка 50-60 м. Нефтенасыщенная толщина пласта не превышает 3,2 м, нефтенасыщенность – 0,55 д. ед. Пласт Ю₁² по своему генезису относится к прибрежно-морским песчаникам и имеет покровный характер площадного развития. Обладает низкими фильтрационно-емкостными свойствами: проницаемость резервуара не превышает 5 мД, при пористости 15 %. Промышленные притоки нефти получены в 12 поисково-разведочных скважинах. Дебиты скважин невысокие, изменяются от 0,5 до 17 м³/сут при среднем значении 3 м³/сут. На Западно - Крапивинском участке пробурено четыре разведочных скважин №№ 220Р, 221Р, 222Р и 223Р, но объект в них не испытан. По материалам ГИС пласт во всех скважинах нефтенасыщенный. В настоящее время продуктивность пласта Ю₁² подтверждена получением притоков нефти в ряде эксплуатационных скважин, переведенных на его отработку с пласта Ю₁³.

В рамках залежи пласта Ю₁² выделяется 7 частей: Северная, Восточная, Центральная, района скважины № 210Р, Южная, Юго-Восточная, Юго-Западная (ПРИЛОЖЕНИЕ А).

Северный участок расположен в северо-западной части месторождения. С востока, юго-востока и юга участок ограничен зоной деструкции, разделяющей северный и восточный блоки. На Северном участке пробурено 120 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне, достигая 8 м, в среднем составляет 3 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 190Р, 201Р, 203Р, 205Р, 206Р, 207Р, 211Р, и 229Р. В скважине № 229Р из интервала 2691-2694 м (а. о. –2594 - 2597 м) получен максимальный приток нефти дебитом 16,3 м³/сут на динамическом уровне -1199 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен в большинстве скважин до подошвы. Скважины №№ 807, 805, 299, 1003, 205Р,

206Р, 214Р, 216Р, 224Р, 364 имеют водоносную характеристику. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2611,1 м отмечается в скважине № 807. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 1001 минус 2616,3 м. В скважинах №№ 354, 1002 вскрыт ВНК на а. о. минус 2613 м. Таким образом, ВНК принимается на отметке минус 2613 м.



Рисунок 2.3.1 – Выкопировка из схемы нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под. ред. А.Э. Конторовича, 2003 г.)

Восточный участок приурочен к восточному склону Крапивинского поднятия. С северо-запада и запада участок ограничен зоной деструкции субмеридионального простирания, с юга – тектоническим экраном. В пределах участка пробурено 71 скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 3,9 м, в среднем составляя 2 м. Раздельное испытание проведено в скважинах №№ 191Р, 192Р, 195Р, 199Р, 212Р, 230Р. Притоки нефти, полученные при испытании, имеют низкие значения дебитов. Максимальный дебит нефти без применения методов интенсификации составил 2,4 м³/сут при депрессии 14,2 МПа в скважине № 230Р. Все скважины участка нефтенасыщенны до подошвы, т.е. водонефтяной контакт не вскрыт. Поэтому в качестве условного ВНК принята изогипса минус 2600 м, которая проходит на расстоянии двойной сетки от скважины, пробуренной на склоне – 213Р.

Центральный участок занимает одноименную часть месторождения. С севера, востока, юга и северо-запада участок ограничен системой «литологических» экранов, отделяющей ее от Северного, Восточного и Южного участка. В данном участке пробурено 68 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется в пределах 5,4 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 196Р, 204Р. В скважине № 204Р из интервала 2697-2701 м (а. о. минус 2573 -2577 м) получен максимальный приток нефти дебитом 17,4 м³/сут на динамическом уровне -771 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен во всех скважинах до подошвы. Поскольку водонефтяной контакт в данном участке не вскрыт и при испытании нигде не была получена пластовая вода, условный уровень подсчета принят на абсолютной отметке минус 2600 – данная изогипса проходит на расстоянии двойной эксплуатационной сетки от крайних скважин.

Район скважины № 210Р – уровень ВНК принят на а. о. минус 2624 м (по аналогии с Южной залежью).

Южный участок (залежь) занимает обширную область южнее Центрального участка. С северо-востока, востока и юго-востока участок ограничен тектоническим (литологическим) экраном, а с юго-запада – зоной отсутствия коллектора. В Томской части пробурено 192 скважины. В Омской части - 103 скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0 до 5,6 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 197Р, 221Р, 226Р. Притоки нефти, полученные при испытании, имеют низкие значения дебитов. Максимальный дебит притока нефти по разведочным скважинам составил 2,86 м³/сут на штуцере 3 мм при испытании скважины № 197Р в интервале 2673,0-2677,0 м (а. о. минус 2548,5 -2553,5 м). Водонефтяной контакт в скважинах не вскрыт, но поскольку в скважине № 221Р пласт полностью нефтенасыщен до абсолютной отметки минус 2624 м, а в скважинах №№ 389, 422, 550, 676, 705 на этой отметке отмечается кровля водонасыщенного пласта, то ВНК принят на отметке минус 2624 м.

Юго-восточный участок вскрыт на одноименном склоне 23 скважинами, отделяется от Южного и Восточного системой тектонических экранов. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется в пределах 3,6 м.

Испытание проведено в скважине № 227Р, из которой получен приток безводной нефти дебитом 2,34 м³/сут на среднединамическом уровне 1182 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен в большинстве скважин до подошвы. Скважины №№ 766, 895, 760, 748, 732,699,700 имеют водоносную характеристику. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2585,1 м отмечается в скважине № 699. Максимальная отметка нефтенасыщения отмечается в скважине № 227Р – 2587,52 м. Таким образом, водонефтяной контакт в залежи предлагается принять на абсолютной отметке минус 2588 м – по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине № 227Р.

Юго-западный участок расположен на юго-западном склоне поднятия, отделяется от Южного участка зоной замещения коллектора. Все скважины участка пробурены в пределах Омского лицензионного участка (всего 52 скважины). Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется в пределах 16 м, в среднем составляя 4 м. Условный ВНК принят на отметке минус 2645 м.

Пласт Ю₁³

Основным продуктивным объектом Крапивинского месторождения является пласт Ю₁³ подугольной толщи васюганской свиты. По пласту Ю₁³ геологическая модель месторождения значительно усложняется (ПРИЛОЖЕНИЕ Б). Количество нефтяных участков составляет шесть, прослеживается сложный характер их экранирования. Геометрия участков определяется не только по структурным, но и литологическим, стратиграфическим, тектоническим и гидродинамическим факторами.

Необходимо отметить, что для Крапивинского месторождения характерно отсутствие единой оконтуривающей изогипсы, контролирующей площадь нефтеносности пласта Ю₁³. Практически все, связанные с этим пластом участки, ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора и гипсометрический уровень выше ВНК. Это позволяет определить тип участков пласта Ю₁³ как, предположительно, капиллярно-экранированный.

Детальный макро и микролитологический анализ кернового материала свидетельствует о значительном влиянии на формирование песчаников пласта Ю₁³, как морских, так и русловых процессов, что характерно для дельтовых обстановок осадконакопления. Влияние русловых процессов фиксируется наличием в керне гальки пород, крупных растительных остатков. Признаки морской седиментации подтверждаются присутствием микрофаунистических остатков. На «переходный» генезис песчаников указывает наличие железистого цемента и обилие пирита, образование которых связано со смешением пресных и соленых вод.

Таким образом, фациальная неоднородность подугольного покровного резервуара Ю₁³ и, выявленная по данным сейсморазведки, система предполагаемых тектонически нарушенных зон предопределили наличие в

пределах Крапивинского месторождения нескольких пространственно изолированных нефтяных полей.

Северный участок включает северный и северо-западный районы месторождения. С юга и востока участок ограничен «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 1003, 442, 437, 406, 376 с одной стороны и скважинами №№ 230Р, 192Р, 196Р с другой. На Северной залежи пробурено 119 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне, достигает 22 м, в среднем составляя 11 м, увеличиваясь к северной и южной периферии рассматриваемого нефтяного поля. Средняя проницаемость коллектора $0,0352 \text{ мкм}^2$ при пористости 16,3 %.

Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 187, 190Р, 201Р, 202Р, 203Р, 205Р, 206Р, 207Р, 208Р, 211Р, 214Р, 216Р, 224Р, 229Р, 304, 312, 313, 314 и 235Р. В скважине № 208Р получен максимальный приток нефти дебитом $230 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере диаметром 8 мм. По данным ГИС пласт нефтенасыщен в большинстве скважин до подошвы. В скважинах №№ 354, 364, 1003, 326, 345, 442, 807, 808, 156, 362, 407, 429, 437 ВНК вскрыт в широком диапазоне. Скважины №№ 36, 205Р, 214Р, 216Р, 224Р, 299 имеет водоносную характеристику на а. о. -2620-2632 м. ВНК принимается на отметке минус 2605-2631 м.

Восточный участок занимает северо-восточную часть месторождения. С юга и запада участок ограничен «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 522, 527 (район скважины 196Р), 406, 376 (район скважины 207Р) с одной стороны и 230Р, 192Р, 195Р с другой. На Восточном участке пробурено 53 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне, достигая 12,4 м, в среднем составляет 4,9 м, увеличиваясь в южной и восточной частях участка. Средняя проницаемость коллектора $0,0099 \text{ мкм}^2$ при пористости 15,3 %. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 191Р, 192Р, 193Р, 199Р, 212Р, и 230Р. В скважине № 199Р из интервала 2676-2679 м (а. о. -2553 -2556 м) получен максимальный приток нефти дебитом $5,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере диаметром 2 мм. По данным ГИС пласт в 18 скважинах нефтенасыщен до подошвы. В скважинах №№ 192Р, 230Р вскрыт ВНК на а. о. минус 2568 м, в скважине №№ 195Р вскрыт ВНК на а. о. минус 2563 м. Скважины №№ 512, 513, 480, 1502, 193Р и 212Р по данным ГИС имеют водоносную характеристику на а. о. минус 2560-2598 м. ВНК в пределах участка принимается на отметках минус 2563-2568 м.

Центральный участок с севера, востока и юга ограничен системой «литологических» экранов, проведенных между скважинами №№ 209Р, 442, 195Р, 193Р, 226Р, 210Р с одной стороны и 1301, 196Р, 1323, 472 с другой. На Центральном участке пробурено 68 скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне, достигая 18 м, в среднем составляет 9,8 м. Раздельная перфорация пласта проведена в большинстве скважин. Испытание выполнено только в скважинах № 196Р и 204Р, в которой получен максимальный приток безводной нефти дебитом $15,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на

штуцере диаметром 8 мм. Остальные скважины были сразу введены в разработку. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы примерно в 50 % фонда скважин. В скважинах №№ 457, 1309, 445, 454, 455, 458, 1302, 1303, 1307, 1310, 1313, 518, 520, 446, 521, 1325, 1326 и 196Р ВНК вскрыт в широком диапазоне. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2598 м отмечается в скважине 457. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине 1309 –2601 м. Скважина № 519 по данным ГИС имеет водоносную характеристику на а. о. минус 2591 м. ВНК принимается на отметке минус 2587-2600 м.

Участок в районе скважины № 198Р расположен в восточной части месторождения. С юго-запада участок ограничен тектоническим экраном. На описываемом участке пробурена одна разведочная скважина и 14 эксплуатационных скважины. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 16,6 м, в среднем составляя 10,5 м. Испытание выполнено совместно с вышележащим пластом, в результате был получен приток нефти с пластовой водой дебитами 0,4 м³/сут и 0,3 м³/сут соответственно на среднем динамическом уровне минус 934 м. По данным ГИС скважиной вскрыт контакт на а. о. минус 2577 м. ВНК для данного участка принят на отметке минус 2577 м.

Южный участок (залежь) – по бурению эксплуатационных скважин в северной части (район скважины № 226Р) ВНК в этой зоне – принят на а. о. минус 2620 м. По остальной части участка ВНК принят на а. о. минус 2630-2650 м. Участок расположен на юге месторождения. С севера участок ограничен «литологическим» экраном, проведенным между скважинами №№ 471, 1309 (Центральный участок) с одной стороны и 226Р, 210Р с другой; с востока – системой тектонических экранов. В Томской части пробурено 201 скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта колеблется в широком диапазоне достигает 23,4 м, в среднем составляя 12,7 м. В Омской части пробурено 157 скважина. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 24 м, в среднем составляя 12 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 197Р, 218Р, 200Р, 220Р, 221Р, 222Р, 223Р, 226Р, 233Р 453, 489, 522, 549. В скважине 522 из интервала 3026-3046 м (а. о. минус 2633-2653,1 м) получен максимальный приток нефти дебитом 88,4 т/сут на динамическом уровне минус 1781 м. По данным ГИС пласт нефтенасыщен до подошвы примерно в 50 % фонда скважин. В пределах участка выделена обширная водонефтяная зона, в которой ВНК изменяется в широком диапазоне; наиболее высокие отметки зафиксированы в северной части (район скважины № 226Р) минус 2617 м (скважина № 564). Скважины №№ 783, 558зк имеют водоносную характеристику по ГИС с отметкой кровли водоносного пласта минус 2640-2651 м. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине № 556зк минус 2652 м. ВНК принят на отметке минус 2620-2650 м.

Юго-восточный участок расположен южнее участка Района скважины № 198Р. С севера, запада и юга участок ограничен тектоническим экраном. На

Юго-восточном участке пробурено 42 скважины (из них две – №№ 225Р и 227Р – разведочных). Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 19 м, в среднем составляя 10,5 м. Раздельное испытание пласта проведено в скважинах №№ 225Р и 227Р. В скважине № 225Р из интервала 2739-2741 м (а. о. –2609,4 -2611,4 м) получен максимальный приток нефти дебитом 2,4 м³/сут на динамическом уровне -1097 м. По результатам опробования разведочных скважин получен приток нефти с пластовой водой. По данным ГИС и опробованиям в скважинах №№ 225Р и 227Р вскрыт условный ВНК на а. о. минус 2603-2607 м. В скважинах №№ 766, 894, 760, 778, 748, 751, 732, 731, 724, 713, 698, 699, 700 ВНК вскрыт в широком диапазоне. Минимальная отметка кровли водоносного пласта минус 2599 м отмечается в скважине № 698. Максимальная отметка нефтенасыщения зафиксирована в скважине № 895 на отметке минус 2620 м. ВНК принят на отметке минус 2605-2620 м.

Статистические показатели неоднородности пластов приводятся в таблице 2.3.

Пласты Ю₁² и Ю₁³ разделены глинисто-алевролитовой пачкой мощностью от 2 до 15 м, в среднем составляя 7,5 м. Максимальная мощность сосредоточена на Северном участке месторождения, минимальные значения распределены небольшими локальными частями в пределах всего месторождения и сосредоточены в серединной его части. В объеме этой глинисто-алевролитовой пачки фрагментарно выделяется пласт Ю₁^М, который является неколлектором. Толщины изменяются от 0,5 до 4 м, в среднем составляя 1 м. Как водоносный коллектор, данная пачка развита в 6 скважинах. Толщины изменяются от 0,6 до 1,8 м, составляя в среднем 0,8 м. Эти одиночные скважины сосредоточены в Северном участке и не связаны между собой. В контуре месторождения, водоносную характеристику, имеют 4 скважины, что не является препятствием для проведения МУН, в том числе и ГРП.

Таблица 2.3 – Характеристика толщин и неоднородности продуктивных пластов

Параметр	Показатели	Пласт Ю ₁ ²			Пласт Ю ₁ ³			
		НЗ	ВНЗ	По залеж и	НЗ	ВНЗ	По залеж и	
Общая толщина (в пределах проницаемой)	среднее значение	2,8	3,7	2,8	15,8	15,3	14,8	
	коэффициент вариации	0,39	0,16	0,39	0,16	0,67	0,23	
	интервал	от	0,6	2,8	0,6	4,4	5,4	4,4
	изменения	до	16,1	4,6	16,1	32,1	38	38
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	среднее значение	2,3	2,1	2,5	14,7	8,6	11,8	
	коэффициент вариации	0,34	0,44	0,34	0,27	0,44	0,31	
	интервал	от	0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9
	изменения	до	16,1	2,7	16,1	24,7	27,2	27,2
Эффективная водонасыщен	среднее значение	-	2,6	2,6	-	5,8	5,8	
	коэффициент вариации	-	0,46	0,46	-	0,53	0,53	

ная толщина, м	интервал	от	-	1,2	1,2	-	0,5	0,5
	изменения	до	-	2,5	2,5	-	30,5	30,5
Коэффициент песчанистости доли ед.	среднее значение		0,65	0,63	0,63	0,66	0,71	0,68
	коэффициент вариации		0,25	0,23	0,25	0,18	0,17	0,18
	интервал	от	0,17	0,16	0,16	0,17	0,26	0,17
	изменения	до	0,92	0,88	0,92	1	1	1
Коэффициент расчлененност и, доли ед.	среднее значение		1,2	1,2	1,2	1,9	1,9	1,9
	коэффициент вариации		0,41	0,27	0,29	0,34	0,36	0,36
	интервал	от	1	1	1	1	1	1
	изменения	до	4	2	4	9	5	9

2.4 Физико-химические свойства пластового флюида

На месторождении выявлены продуктивные пласты Ю₁² и Ю₁³. Основные промышленные запасы на Крапивинском месторождении связаны с пластом Ю₁³. Пласт Ю₁³ дифференцирован по 5 участкам (Северный, Центральный, Восточный, Юго-Восточный, Южный). Пласт Ю₁² дифференцирован по 6 участкам (Северный, Центральный, Восточный, Юго-Восточный, Южный, Юго-Западный (р-н скважины № 522)).

На момент подсчета запасов 01.2010 года флюиды Крапивинского месторождения охарактеризованы 87 поверхностными пробами нефти из 44 скважин и 80 глубинными пробами нефти из 27 скважин. Пробы отобраны 32 пластов Ю₁², Ю₁³ и Ю₁²+Ю₁³.

Исследовательские работы выполнены в лабораториях ООО «Геоэкология», Тюменской Центральной лабораторией (ТЦЛ), ОАО «ТомскНИПИнефть», ТПУ.

Все исследования проб нефти выполнены с учетом требований отраслевых стандартов ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

При подсчете запасов 2010 года анализ фактического материала по физико-химическим свойствам флюидов Крапивинского месторождения показал, что залежи месторождения охарактеризованы неравномерно. По пласту Ю₁³ наиболее полно охарактеризованы Северная и Южная залежи. Восточная залежь глубинными пробами не охарактеризована. По пласту Ю₁² глубинными пробами охарактеризован только Северный и Юго-Западный участки.

В марте 2010 году со скважин месторождения по всей площади были отобраны и исследованы 156 поверхностных проб нефти. Пробы отбирались с целью проследить изменение параметров разгазированной нефти по площади. На рисунках 2.4.1-2.4.3 показано изменение основных параметров поверхностных проб нефти, из скважин, работающих на пласт Ю₁²+Ю₁³ с глубиной по участкам месторождения.

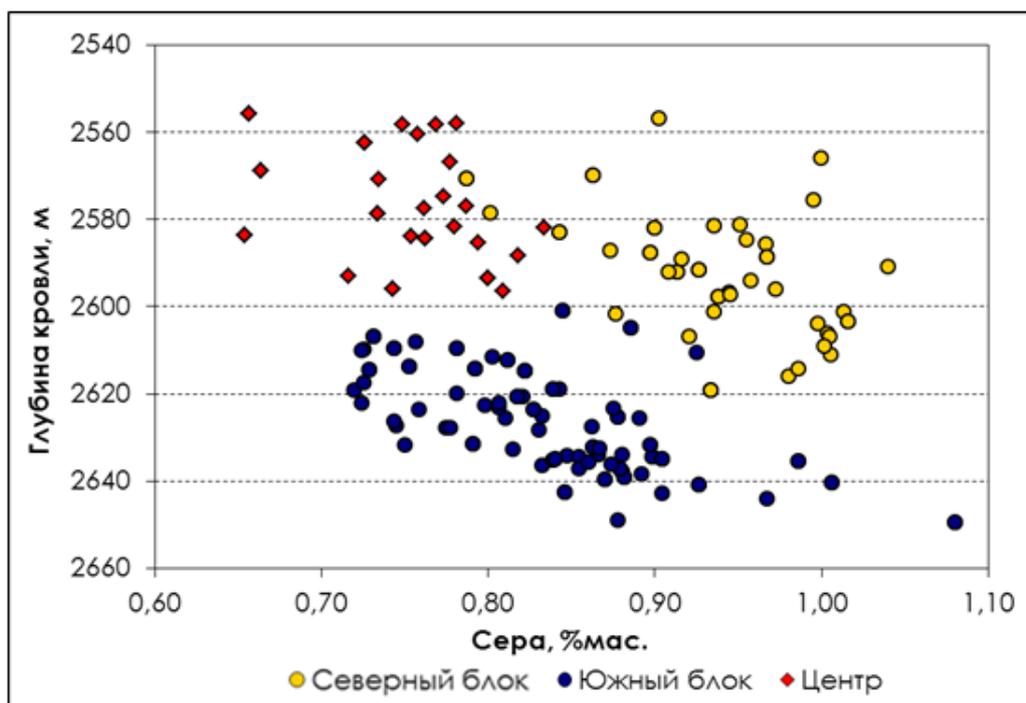


Рисунок 2.4.1 - Массовое содержание серы в нефти совместных пластов Ю₁²+Ю₁³ по участкам месторождения

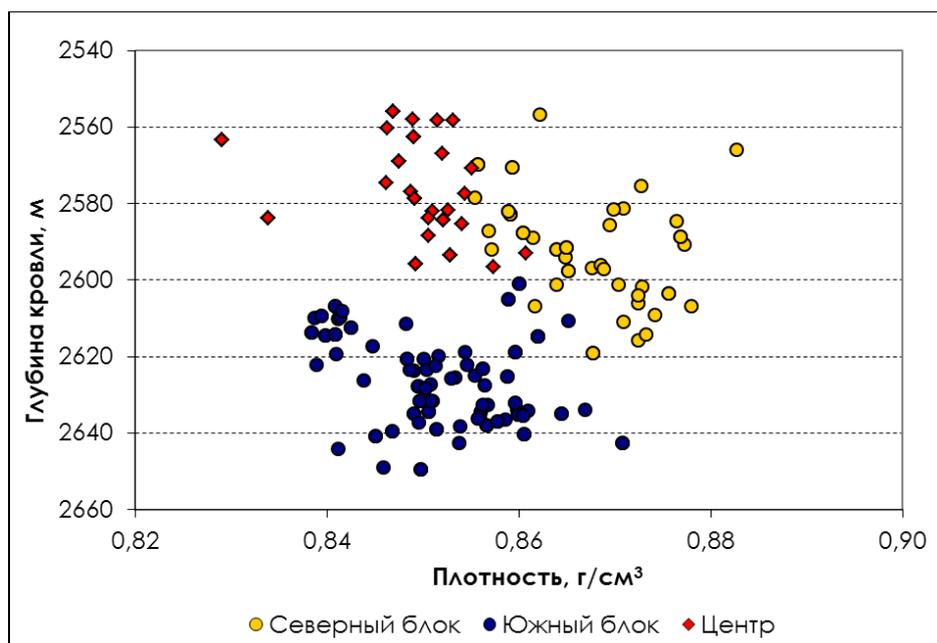


Рисунок 2.4.2 - Плотность нефти совместных пластов Ю₁²+Ю₁³ по участкам месторождения

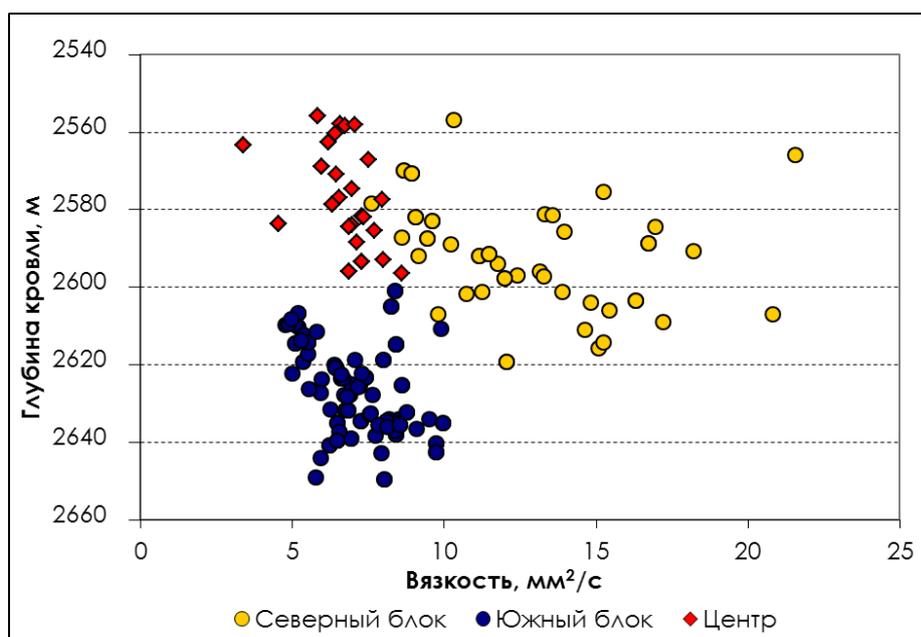


Рисунок 2.4.3 - Вязкость нефти совместных пластов Ю₁²+Ю₁³ по участкам месторождения

На рисунках 2.4.4-2.4.6 показано распределение параметров нефти пласта Ю₁³ по участкам месторождения.

Для пласта Ю₁² не удалось построить распределение параметров из-за малого количества отобранных проб нефти из скважин, которые эксплуатируются на этот пласт. Как видно на рисунках, плотность нефти Южного и Центрального участка месторождения находится в основном в диапазоне от 0,840 до 0,860 г/см³. Значения плотности выше 0,860 г/см³ имеют единичные пробы Южного участка. Нефть Северного участка месторождения наиболее тяжелая, плотность ее изменяется от 0,855 до 0,880 г/см³. Та же самая картина наблюдается и по другим параметрам (сера, вязкость) нефти. Следует отметить, что по всем рассматриваемым параметрам наблюдается тренд их изменения с глубиной. С глубиной происходит утяжеление нефти. Наиболее отчетливый тренд наблюдается для пласта Ю₁³ Южного участка, в то же время как для Северного участка при большом разбросе значений параметров тренд с глубиной отсутствует.

За период с 2010 года по 2014 год на месторождении были выполнены замеры газового фактора.

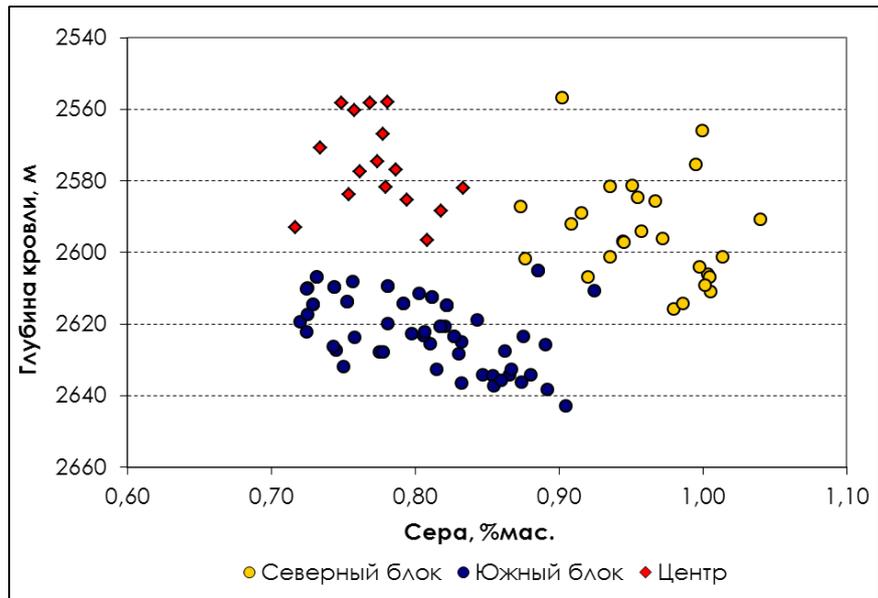


Рисунок 2.4.4 - Массовое содержание серы в нефти пласта Ю₁³ по участкам месторождения

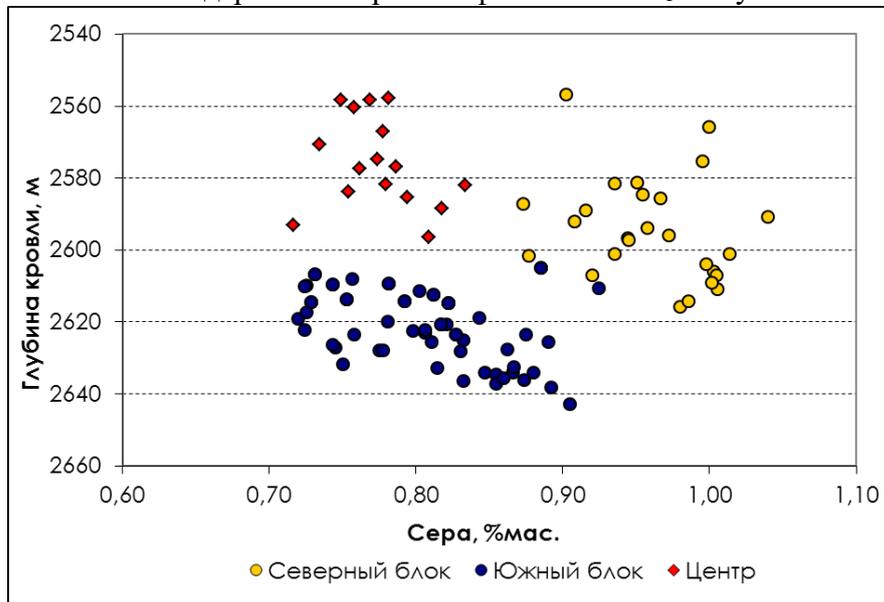


Рисунок 2.4.5 - Плотность нефти пласта Ю₁³ по участкам месторождения

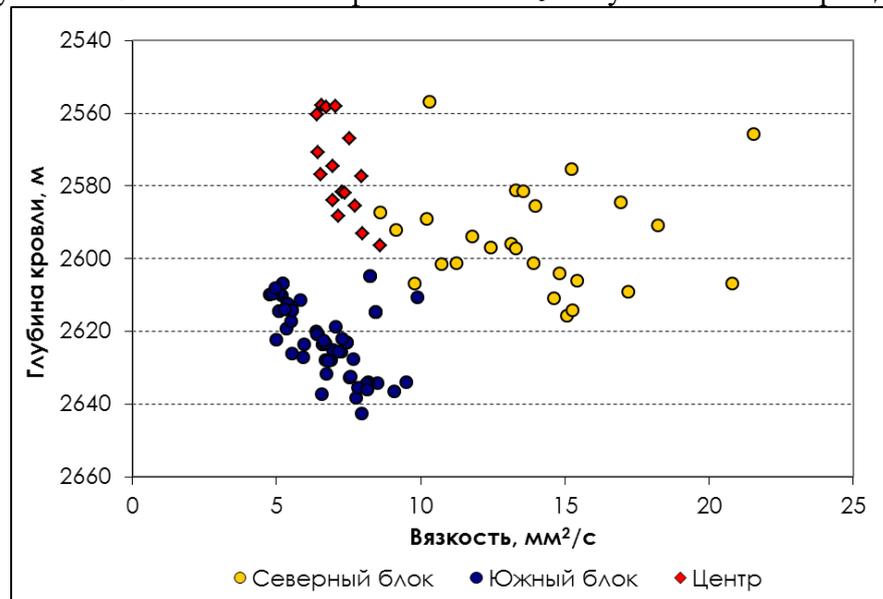


Рисунок 2.4.6 - Вязкость нефти пласта Ю₁³ по участкам месторождения

Пласт Ю₁²

Южная залежь

Южная залежь охарактеризована только поверхностными пробами, отобранными из скважин № 197Р, 210Р, 226Р. Физико-химические свойства нефти характеризуются следующими значениями: плотность при стандартных условиях составила 854,1 кг/м³, вязкость при 20 °С -6,47 мПа*с, при 50 °С – 3,52 мПа*с. Содержание серы составило 0,74 % масс., парафинов - 2,96 % масс., смол силикагелевых – 6,95 % масс, асфальтенов –2,80 % масс. Выход легких фракций до 300 °С – 53,0 % об. Нефть этой залежи характеризуется как средняя, маловязкая, сернистая, парафинистая. Согласно ГОСТ 51852-2002 нефть относится к 2 типу и 2 классу.

Южная залежь пласта Ю₁² глубинными пробами не охарактеризована. Учитывая близкие свойства разгазированной нефти с нефтью юго-западной залежи, рекомендуем свойства пластовой нефти принять по аналогии с нефтью Юго-западного участка. Газовый фактор нефти составил значений 54 м³/т, давление насыщения нефти газом – 7,3 МПа, плотность пластовой нефти – 789,0 кг/м³, плотность разгазированной нефти – 837,0 кг/м³, объемный коэффициент – 1,109.

Компонентный состав пластовой и разгазированной нефти и газа представлен в таблице 2.4.1, свойства пластовой нефти в таблице 2.4.2.

Таблица 2.4.1 – Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа пласта Ю₁² Южной залежи

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при однократном разгазировании	нефти при дифференциальном разгазировании	газа при однократном разгазировании	газа при дифференциальном разгазировании	пластовой нефти
СО ₂	0.04	0.01	2.33	2.39	0.70
Н ₂ +редкие	0.00	0.00	1.69	1.79	0.52
Метан	0.29	0.16	60.69	64.04	18.63
Этан	0.23	2.07	6.99	7.22	2.22
Пропан	1.56	1.25	12.76	11.83	4.91
i-Бутан	0.98	2.44	3.17	2.24	1.54
n-Бутан	3.57	4.34	7.51	5.40	4.65
i-Пентан	2.25	3.65	1.93	1.26	2.10
n-Пентан	3.47	6.87	1.97	1.47	3.02
Гексан+высшие	87.60	79.21	0.96	2.37	61.71
Молярная масса	185.0	183.0	29.30	27.80	138.0
Молярная масса остатка					204,0

Таблица 2.4.2 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₁² Южной залежи

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
1	2	3
Свойства пластовой нефти		
Пластовое давление, МПа		27,1
Пластовая температура, °С		94
Давление насыщения нефти газом, МПа		7,3
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т		54,5
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т		54,0
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³		789,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с		1,17
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти,		8,8
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³		1,222
при однократном (стандартном) разгазировании		1 159
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³		839,0
при однократном (стандартном) разгазировании		837 0
Пересчетный коэффициент		0,902
Количество исследованных скважин / проб		-
Свойства дегазированной нефти		
Плотность дегазированной нефти по поверхностным	837,1-833,0	854,1
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа*с	4,60-9,20	6,97
при 20°С	2 44 4 30	3 52
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-14)-(-19)	-17
Массовое содержание		
– серы	0,55-0,88	0,74
– смол силикагелевых	5,44-9,32	6,95
– асфальтенов	1,90-4,26	2,80
1	1 86 4 86	2 86
Содержание микрокомпонентов, г/т		
– ванадий		-
– никель		-
Температура начала кипения, °С	60-88	70
Фракционный состав (объемное содержание		
до 100°С	3,0-12,0	8,0
до 150°С	13,0-23,0	19,0
до 200°С	24,0-36,0	31,0
до 250°С	34,0-47,0	42,0
до 300°С	45,0-58,0	53,0
Количество исследованных поверхностных проб		3(3)

Пласт Ю₁³

Южная залежь

Из пласта Ю₁³ Южной залежи отобрано 24 глубинных пробы нефти из 8 скважин. Анализ результатов исследования показал, что проба нефти, отобранная на стадии разведки скважины № 222Р, имеет заниженный газовый фактор в отличие от результатов трех качественных глубинных проб, отобранных из этой же скважины в более позднее время 2001 г. Некачественная проба была забракована.

По результатам исследования глубинной пробы из скважины № 549 значение газосодержания (100 м³/т) значительно превысило величины этого параметра, полученные для юрского горизонта Крапивинского месторождения. Кроме того, из трех параллельно отобранных из этой скважины проб лишь один пробоотборник содержал нефть и воду, два остальных содержали только воду. Глубинная проба из скважины № 549 забракована.

Газовый фактор после ступенчатой сепарации составил значение 43 м³/т, давление насыщения – 5,8 МПа, плотность пластовой нефти – 787 кг/м³, вязкость в условиях пласта – 1,10 мПа*с, объемный коэффициент 1,122, плотность разгазированной нефти – 846,0 кг/м³.

По результатам анализа 21 поверхностной пробы, отобранных из 12 скважин, физико-химические свойства нефти характеризуются следующими показателями: плотность при стандартных условиях составила 849,0 кг/м³; вязкость при 20 °С – 5,97 мПа*с, при 50 °С – 2,90 мПа*с. Содержание серы составило 0,74 % мас., парафинов – 2,74 % масс., смол силикагелевых – 6,50 % масс., асфальтенов – 2,59 % масс. Выход легких фракций до 300 °С – 52,5 % об. Нефть характеризуется как легкая, маловязкая, сернистая, парафинистая. Согласно ГОСТ Р 51858-2002 нефть относится ко 1 типу и к 2 классу. Параметры пластовой и разгазированной нефти Южного участка приведены в таблице 2.4.4.

Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа представлен в таблице 2.4.3.

Таблица 2.4.3 – Компонентный состав пластовой, разгазированной нефти и газа пласта Ю₁³ Южной залежи

Компонент	Компонентный состав, % мольн.				
	нефти при однократном разгазировании	нефти при дифференциальном разгазировании	газа при однократном разгазировании	газа при дифференциальном разгазировании	пластовой нефти
СО ₂	0,00	0,04	2,56	2,82	0,70
N ₂ +редкие	0,00	0,00	1,78	1,88	0,46
Метан	0,09	0,09	59,74	68,00	16,28

Этан	0,17	0,33	8,36	8,58	2,29
Пропан	1,25	2,54	14,58	11,39	4,63
i-Бутан	0,70	1,16	3,22	1,84	1,32
n-Бутан	2,40	3,27	6,04	3,52	3,32
i-Пентан	1,62	1,85	1,58	0,78	1,59
n-Пентан	2,40	2,50	1,35	0,78	2,09
Гексан+высшие	91,37	88,22	0,78	0,41	67,31
Молярная масса	184,0	180,0	28,32	24,88	143,0
Молярная масса остатка					203,0

Таблица 2.4.4 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₁³ Южной залежи

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
1	2	3
Свойства пластовой нефти		
Пластовое давление, МПа		27,2
Пластовая температура, °С		93
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1-7,8	5,8
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м ³ /т	31,9-57,6	47,0
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	28,9-56,0	43,0
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	757,0-814,0	787,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	0,81-1,51	1,10
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти,	8,2-12,7	9,7
Плотность растворенного газа в стандартных условиях, кг/м ³	1,089-1,331	1,181
– при однократном (стандартном) разгазировании	0,848-1,292	1,020
Плотность дегазированной нефти в стандартных условиях, кг/м ³	836,5-857,2	848,0
– при однократном (стандартном) разгазировании	834,0-854,0	846,0
Пересчетный коэффициент	0,838-0,936	0,891
Количество исследованных скважин / проб		7/22
Свойства дегазированной нефти		
Плотность дегазированной нефти по поверхностным	840,7-863,0	849,0
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, мПа*с	4,12-8,98	5,97
– при 20 °С	2,23-4,73	2,90
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-5)-(-36)	-19

Массовое содержание		
– серы	0,50-0,84	0,74
– смол силикагелевых	4,62-9,51	6,50
– асфальтенов	1,70-4,04	2,59
– парафинов	1,58-6,12	2,74
Содержание микрокомпонентов, г/т		
– ванадий		-
– никель		-
Температура начала кипения, °С	48-98	65
Фракционный состав (объемное содержание)		
до 100 °С	-	-
до 150 °С	12,0-25,0	16,0
до 200 °С	22,0-36,0	28,5
до 250 °С	32,5-51,0	40,5
до 300 °С	46,0-62,0	52,5
Количество исследованных поверхностных проб		21(12)

2.5 Гидрогеология. Состав и свойства пластовой воды

Крапивинское нефтяное месторождение в соответствии со схемой гидрогеологического районирования расположено в юго-восточной части Западно-Сибирского артезианского бассейна в пределах Средне-Обского бассейна II порядка. В его разрезе выделяются два гидрогеологических этажа: верхний и нижний, разделенные мощной толщей турон-олигоценевого возраста преимущественно глинистого состава.

В пределах нижнего гидрогеологического этажа выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных водоупорами.

Доюрский водоносный комплекс, объединяющий приповерхностную часть доюрских образований, вскрыт скважиной № 195, но не опробован. При исследовании отложений комплекса в двух скважинах близлежащего разрабатываемого Игольско-Талового месторождения притоков пластовой воды не получено. На соседних площадях данные водосодержащие отложения характеризуются низкой водообильностью, за исключением зон трещиноватости. Воды отличаются повышенной минерализацией до 68 г/л, имеют хлор-кальциевый состав. Водоупорной кровлей данного комплекса являются аргиллиты тюменской свиты.

Нижне-среднеюрский водоносный комплекс сложен песчано-глинистыми отложениями тюменской свиты толщиной 116 м. Пласты не выдержаны по площади и разрезу, обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами, характеризуются низкой водообильностью.

При опробовании пластов Ю₂ и Ю₃ в скважинах №№ 195, 202 и 206 получены притоки воды дебитами 2,5 – 0,5 м³/сут на динамических уровнях 1374-763 м. Статические уровни определены на отметках минус 365 м и минус 520 м, пластовая температура - 89-98°С, газовый фактор до 3,3 м³/м³. Тип вод по

химическому составу хлор-кальциевый с минерализацией до 33,5 г/л. На близлежащем Игольско-Таловом месторождении эти отложения изучены опробованием и лабораторными исследованиями в интервалах пластов Ю₂ и Ю₉. При испытании пласта Ю₂ получен приток пластовой воды дебитом 19 м³/сут на динамическом уровне 1242 м. Статический уровень установился на отметке 96 м. При опробовании пласта Ю₉ получен приток пластовой воды дебитом 1,1 м³/сут на динамическом уровне на отметке 73 м. Воды хлор-кальциевые с минерализацией 33-48 г/л.

Верхнеюрский водоносный комплекс включает отложения васюганской свиты. В верхней части комплекса залегает регионально продуктивный горизонт Ю₁. От нижнего комплекса он отделен аргиллитами нижневасюганской свиты, перекрывается аргиллитами георгиевской, баженовской и куломзинской свит. Горизонт Ю₁ включает серию песчаных пластов: Ю₁², Ю₁^{МУ} и Ю₁³.

Коллекторы, слагающие водоносный комплекс, характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами: открытая пористость изменяется от 11 до 30,7 %, проницаемость – от 1 до 2485 мД.

На момент подсчета запасов 2010 года пластовая вода горизонта Ю₁ Крапивинского месторождения была охарактеризована 32 поверхностными пробами из 23 скважин и тремя глубинными пробами из одной скважины. В таблице 2.5 приведен химический состав пластовой воды, минерализация и ее параметры в пластовых условиях, принятые при подсчете запасов.

С 2010 года по 2014 год включительно пробы воды на месторождении со скважин отбирались и исследовались в промысловой лаборатории. За этот период было исследовано 147 проб пластовой воды, минерализация которых изменяется в диапазоне от 13,6 до 57,8 г/л. На рисунке 2.5 приведена гистограмма распределения исследованных проб воды в зависимости от минерализации. Как видно на рисунке, 94 пробы из 147 проб показали значения минерализации от 25 до 40 г/л, это в пределах диапазона изменения значений минерализации по ранее исследованным пробам (таблица 2.5). Пробы воды с минерализацией ниже 25 г/л, вероятно, разбавлены слабоминерализованной водой, закачиваемой в пласт для ППД. Пробы с минерализацией выше 40 г/л, это единичные пробы (9 проб), которые не следует учитывать. Для данного проектного документа рекомендуем принять параметры пластовой воды, утвержденные при подсчете запасов для всей залежи пласта Ю₁ Крапивинского месторождения. Настораживают только некоторые параметры пластовой воды в пластовых условиях по результатам исследования глубинных проб, это плотность пластовой воды 0,9713 г/м³ и объемный коэффициент 1,053. Расчет этих параметров показал несколько иные значения, плотность пластовой воды 0,9953 г/см³, объемный коэффициент -1,026. Рекомендуем принять для данного проектного документа рассчитанные значения этих параметров. В таблице 2.5 расчетные параметры отмечены звездочкой. Вязкость и коэффициент сжимаемости пластовой воды при исследовании глубинных проб не определялись, поэтому они тоже были рассчитаны.

По соотношению главных компонентов ионно-солевого состава, согласно характеристики Сулина В.А., пластовые воды горизонта Ю₁ этого месторождения относятся к хлоридно-кальциевому составу.

Концентрации ценных компонентов в водах пласта Крапивинского месторождения не велики, и поэтому эти воды не представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

Таблица 2.5.1 – Химический состав и физические свойства пластовых вод горизонта Ю₁

Наименование показателя		Диапазон значений	Среднее значение
Газосодержание, м ³ /т		1,742-2,062	1,859
Плотность воды, г/см ³ – в стандартных условиях – в пластовых условиях		1,014-1,024	1,021 0,9713 (0,9953*)
Вязкость в условиях пласта, мПа*с			0,36*
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴			4,6*
Объемный коэффициент		1,032-1,082	1,053 (1,026*)
Химический состав вод, (мг/л)	Cl ⁻	14521-22304	18567
	HCO ₃ ⁻	305-1427	1018,6
	SO ₄	<2-39	18
	Ca ²⁺	158-896	509
	Mg ²⁺	30-620	207,6
	Na ⁺	9081-14220	11510
	K ⁺		
	NH ₄ ⁺	29-138	76
	I ⁻	1,1-5,2	2,4
	Br ⁻	62,0-144,0	86,3
	F ⁻	<0,2-8,5	2,7
	Fe ^{об}	3,4-140	28,9
	Mn ²⁺		-
	Si	9,0-115,0	32,0
	Sr	163,1-337,7	246,0
Li	3,54-5,47	4,3	
B	7,0-32,9	15,6	
Общая минерализация, мг/л		25400-38106	31562
Водородный показатель, рН		6,4-8,0	7,1
Общая жесткость, мг-экв/л			-
Химический тип воды, преимущественный (по Сулину)			хлоркальциевый

* – расчетные значения

Меловые водоносные комплексы – валанжинский (куломзинская свита), готерив-барремский (киялинская и алымская свиты) и апт-альб-сеноманский (покурская свита) – объединяют песчано-алевролитовые пласты групп Б, А, и ПК, характеризующиеся высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Наличие регионально выдержанных водоупоров в подошве и кровле комплексов создает благоприятные условия для формирования гидродинамической системы с напорным режимом. Комплексы по водообильности вмещающих пород неоднородны. Максимальной ее величиной характеризуется разрез покурской свиты. Воды имеют хлоридно-натриевый состав. Водоупорной кровлей являются отложения кузнецовской свиты. Хорошая изолированность отложений покурской свиты обуславливает своеобразие гидродинамических и гидрогеохимических условий данного комплекса. По химическому составу эти воды относятся к хлор-натриевому типу с минерализацией от 11,6 до 21 мг/л.

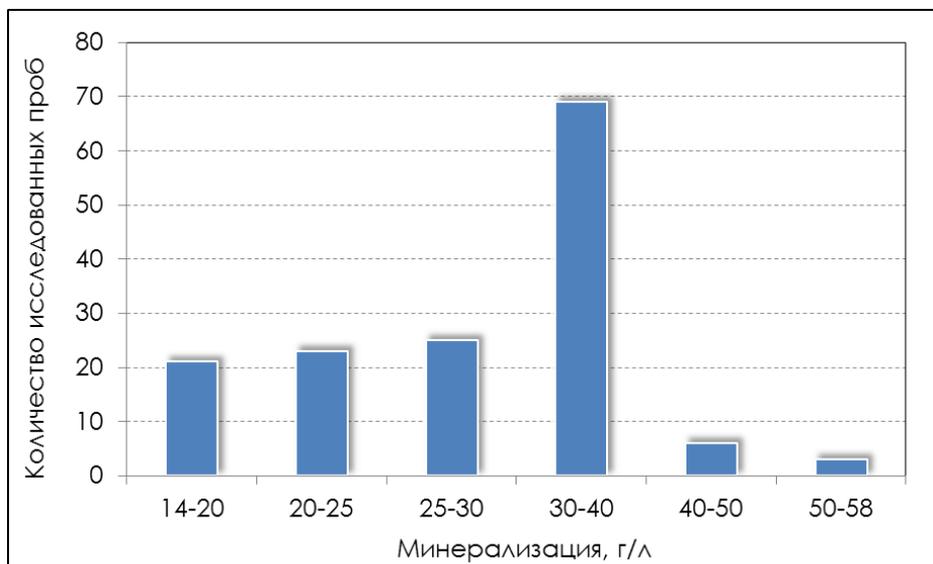


Рисунок 2.5.1 – Распределение исследованных в период 2010-2014 г. проб воды пласта Ю₁ в зависимости от минерализации

К **верхнему гидрогеологическому этажу** относится палеоген-четвертичный комплекс, включающий в себя водоносные горизонты, приуроченные к озерно-болотным, пойменным, аллювиальным отложениям тавдинской, атлымской, новомихайловской свит. Водовмещающими породами являются пески и песчано-гравийные отложения.

По качественному составу используемые воды относятся ко 2 классу и требуют соответствующей подготовки перед подачей их потребителю [7].

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

Анализ геологических и гидрогеологических условий проявления режима залежей Крапивинского месторождения показывает, что связь верхнеюрского водоносного комплекса с областями питания и законтурной областью слабая. Расстояние до предполагаемых областей питания более 200 км. Подземные

воды не имеют непосредственного выхода на поверхность, обладают высокими напорами. Пласты регионально выдержаны, размеры залежи большие, фильтрационные свойства отложений средние. Водообильность пластов низкая, водоносные горизонты представляют собой закрытые естественные резервуары, находящиеся в зоне затрудненного обмена.

Все эти гидрогеологические и геологические факторы позволяют предполагать наличие упруго-водонапорного режима на основной части месторождения. Учитывая резкое снижение ФЕС, наличие зоны литологического экрана на ограниченной территории восточной части месторождения возможно существование неактивного упруго-водонапорного режима.

Исходя из анализа данных по содержанию в подземных водах ценных элементов видно, что их значения находятся в пределах ниже кондиционных. Значительный объем исследований других ценных элементов, таких как цезия, вольфрама, германия показывает, что их концентрация всегда на пределе чувствительности методик анализа. В связи с этим промышленное извлечение данных компонентов нецелесообразно.

Подземные воды всех комплексов Крапивинского месторождения, как и соседних месторождений, обладают лечебными свойствами из-за повышенных содержаний йода и брома. Наибольший интерес представляют воды покурской свиты, характеризующиеся высокой водообильностью, относительной чистотой и малой глубиной залегания. Начальная температура вод делает их пригодными для ванн при лечении многих заболеваний в лечебных учреждениях.

На основе данных по соседним месторождениям криогенными процессами охвачены, в основном, четвертичные и палеогеновые отложения. Повсеместно развит мощный надмерзлотный талик, достигающий нижней границы глубин 120-155 м. Слой реликтовой мерзлоты разнообразен – от мерзлых слабобльдистых песков до морозопластичных глин.

В процессе бурения скважин осложнений из-за мерзлоты не отмечалось.

2.6 Подсчет запасов

По состоянию на 01.01.2015 г. на балансе Росгеолфонда и в лицензионном соглашении в целом по месторождению числится геологических запасов нефти категории $V+C_1$ и C_2 , которые составили: по категории $V+C_1$ - 154865/56746 тыс. т (геологические/извлекаемые) и по категории C_2 - 3232/857 тыс. т.

Категории C_1 и C_2 геологических запасов были выделены согласно инструкции ГКЗ РФ. Запасы газа, стоящие на балансе, составляют по категории $V+C_1$ -2144 млн. м³ и C_2 -45 млн. м³.

Единый подсчет запасов по обоим пластам и обоим лицензионным участкам был выполнен в 2010 г. Затем в 2011 г., 2012 г. и 2015 г. было выполнено 3 оперативных подсчета запасов. Оперативные подсчеты выполнялись либо локально в рамках участков пластов, либо в пределах

лицензионных участков, либо только по одному из двух продуктивных пластов. В результате, начальные запасы, утвержденные Роснедра включают в себя 3 протокола. В 2011 году выполнен Оперативный пересчет запасов в пределах Омского лицензионного участка (по Южному участку) по пласту Ю₁³ (Протокол № 18/809), в 2012 году – в пределах Томской области по обоим продуктивным пластам (Протокол № 18/969), в 2015 году – в пределах Томской области по пласту Ю₁³ по участку Района 198Р (Протокол № 18/279).

Пересчет выполнен объемным методом на цифровой геологической модели, построенной с использованием программного комплекса «Petrel» компании «Schlumberger».

Подсчет запасов нефти проводился объемным методом. Категория С₂ выделяется только в границах пласта Ю₁².

Схема контуров нефтеносности и категорий запасов приведена на ПРИЛОЖЕНИЯХ А и Б.

2.7 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Пласты Ю₁² и Ю₁³ приурочены к горизонту Ю₁ васюганской свиты. Пласты неоднородные, не выдержаны по мощности, литологии и фациям, коллекторским свойствам, продуктивности. Основные балансовые (промышленные) запасы нефти (более 80 %) сконцентрированы в пласте Ю₁³, который характеризуется распространением в его составе разнодебитных, высоко-, средне- и низкопроницаемых типов коллекторов. Пласт Ю₁² представляется как низкодебитный, низкопроницаемый, маломощный и низкопродуктивный.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 2.7.

Таблица 2.7.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

№ № п/п	Параметры	Размернос ть	Продуктивные пласты	
			Ю ₁ ²	Ю ₁ ³
1	Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка)	м	2578	2587
2	Абсолютная отметка ВНК	м	2606	2597
5	Тип залежи		пластовая, сводовая литологически и тектонически экранированная	
6	Тип коллектора		терригенный, поровый	
7	Площадь нефте/газоносности	тыс. м ²	211175	174021
8	Средняя общая толщина	м	2,3	14,2
9	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2,3	11,6
11	Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	1,9	5,4
12	Коэффициент пористости	доли ед.	0,15	0,16
13	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,55	0,55
14	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,43	0,49
15	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,55	0,54
17	Проницаемость по ГИС	мкм ²	0,00404	0,0321
18	Коэффициент песчаности	доли ед.	0,63	0,68
19	Расчлененность	ед.	1,2	1,9
20	Начальная пластовая температура	°С	93	93
21	Начальное пластовое давление	МПа	27,5	27,5
22	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,47	1,39
23	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	793,8	788,6
24	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	845	847
25	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,106	1,126
26	Содержание серы в нефти	%	0,8	0,78
27	Содержание парафина в нефти	%	3,3	3
28	Давление насыщения нефти газом	МПа	6,5	5,1
29	Газосодержание	м ³ /т	45	37
36	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,36	0,36
37	Плотность воды в поверхностных	г/см ³	1,02	1,02

	условиях			
38	Сжимаемость	$1/\text{МПа} \times 10^{-4}$	4,6	4,6
39	нефти		9,5	9,8
40	воды		4,57	4,57
41	породы		4,63	4,59
42	Коэффициент вытеснения	доли ед.	0,515	0,471
43	Коэффициент продуктивности	$\text{м}^3/\text{сут} * \text{МПа}$	1,4	9,7

III. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Анализ геологического строения горизонта Ю₁

В данной работе принята блоковая модель месторождения. Выделены пять блоков в пласте Ю₁³ – Северный, Восточный, Центральный, Южный, Юго-восточный и шесть – на пласте Ю₁² – Северный, Восточный, Центральный, Южный, Юго-восточный, Юго-западный. Блоки разделяются между собой «литологическими» экранами, приуроченными к зонам деструкции, тектоническим нарушениями и, частично, к зонам замещения (глинизации) коллектора. Зоны деструкции, вероятно, сопряжены с зонами повышенной проницаемости – «шовными» зонами, по которым из недр шло поступление минерализованного флюида. Эти флюиды, мигрируя в благоприятном направлении, способствовали улучшению ФЕС (западная часть пласта Ю₁³), а также создавали непроницаемые экраны вдоль выделенных зон деструкций. Система «литологических» экранов носит унаследованный характер, развита как в пласте Ю₁³, так и в пласте Ю₁². Поскольку пласт Ю₁³ наиболее изученный, а также является основным подсчетным объектом, концептуальная модель построена преимущественно на его данных.

Для разделения пласта Ю₁³ на отдельные изолированные блоки использовался комплексный подход:

- фактические скважинные данные;
- расчет уровня свободной воды (зеркала воды);
- физико-химические свойства нефти;
- фильтрационно-емкостные свойства;
- особенности керна;
- зоны деструкции, выделяемые по результатам интерпретации 3D сейсмики.

Ниже приводятся краткие выводы по каждому методу.

Фактические скважинные данные

Блоковая модель подтверждается фактическими скважинными данными. По результатам интерпретации ГИС и опробования зафиксированы разные уровни ВНК с перепадом в 30-40 м в скважинах, которые располагаются на расстоянии двух-трех эксплуатационных сеток друг от друга (рисунок 3.1.1).

По Физико-химическим свойствам нефти также наблюдается обособление блоков с легкой и более тяжелой нефтью. Причем по пласту Ю₁² наблюдается большая дискретизация плотности нефти по сравнению с пластом Ю₁³ (рисунок 3.1.2).

Коллекторские свойства

Из анализа ФЕС видно, что при близких коллекторских свойствах, например, района скважин 226Р и 225Р или района скважин 192Р и 206Р,

существуют значительные перепады ВНК в этих скважинах от 30 до 65 м соответственно, подтвержденные ГИС и опробованием.

Керн

На микроуровне, в шлифах отмечаются зоны уплотнения и разуплотнения, что также свидетельствует о наличии зон напряжения в районе работ (рисунок 3.1.3).

Зоны деструкции, выделяемые по результатам интерпретации 3D-сейсмики

По результатам интерпретации 3D сейсмики были выделены зоны деструкции. Данная информация содержится в отчете «Переинтерпретация материалов сейсморазведки 2Д/3Д на Крапивинском месторождении ОАО «Томскнефть» ВНК», который представлен и защищен на НТС ОАО «Томскнефть» ВНК в конце 2010 г. Описанные выше зоны деструкции прослеживаются на сейсмических разрезах (рисунок 3.1.4). Ниже на рисунке приведен меридиональный сейсмический разрез (через все месторождение) по линии скважин 205Р-225Р.

Также, независимо от структурно-тектонической модели по результатам атрибутного анализа выделены непроницаемые зоны в Южном блоке месторождения, которые в плане совпадают с разломной моделью.

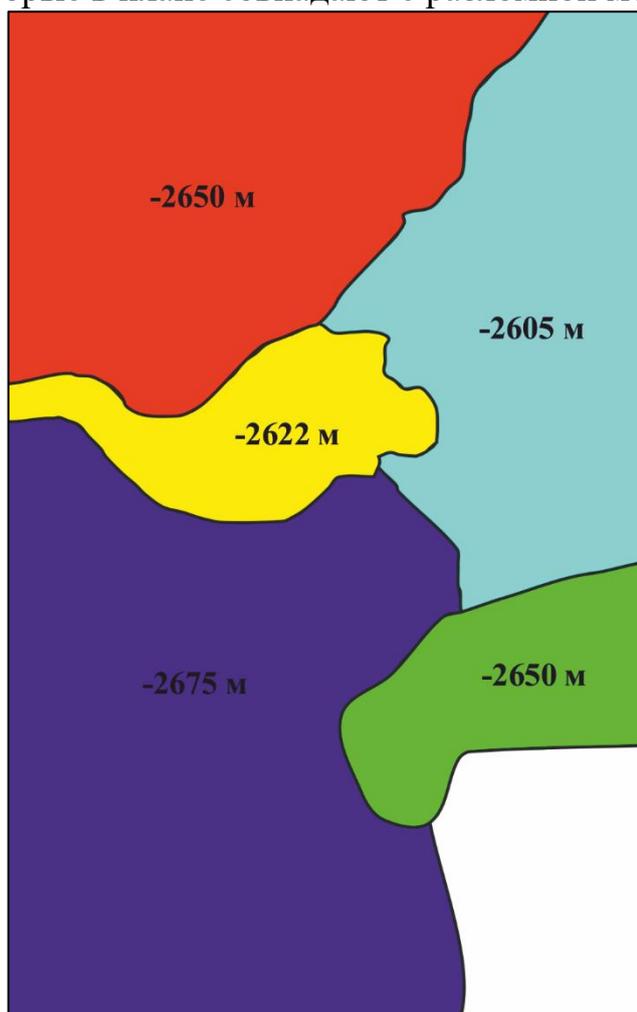


Рисунок 3.1.1 – Блоковая модель пласта Ю₁³ Крапивинского месторождения

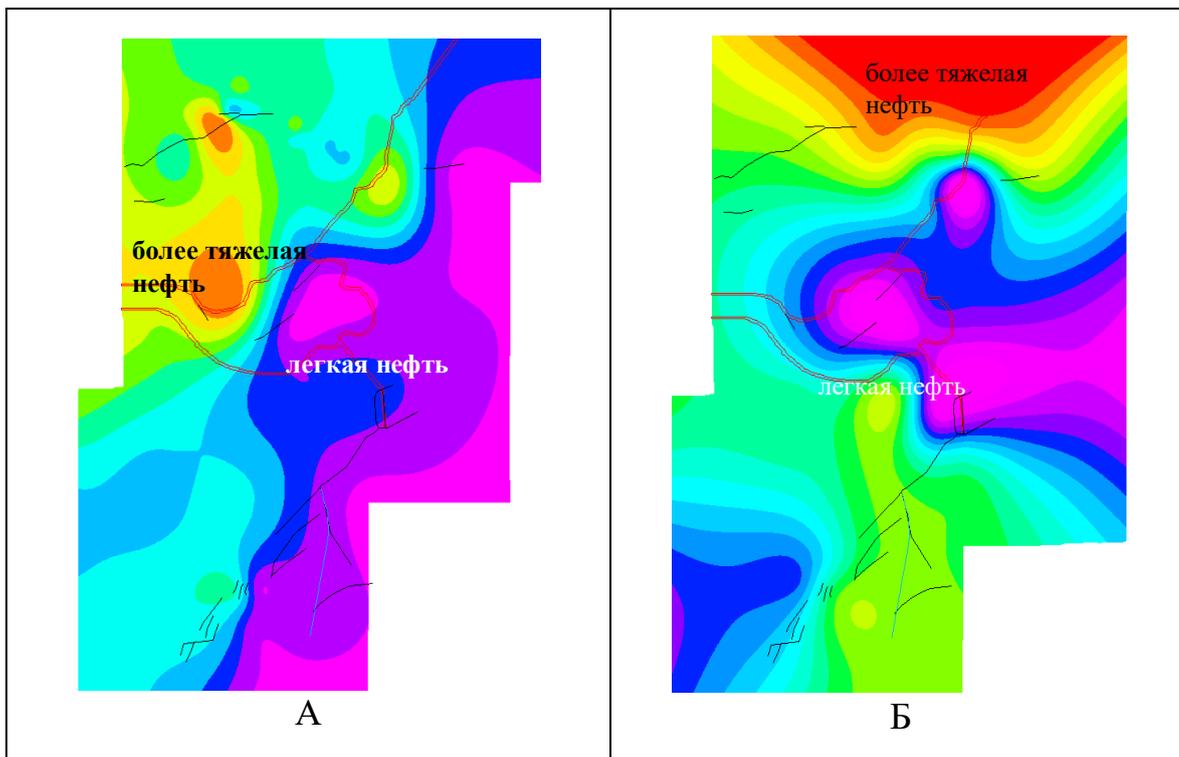


Рисунок 3.1.2 – Схематические карты плотности нефти продуктивных пластов Крапивинского месторождения: А – пласт Ю₁³, Б – пласт Ю₁²



Рисунок 3.1.3 – Фотография шлифа скважины 230Р, пласт Ю₁³

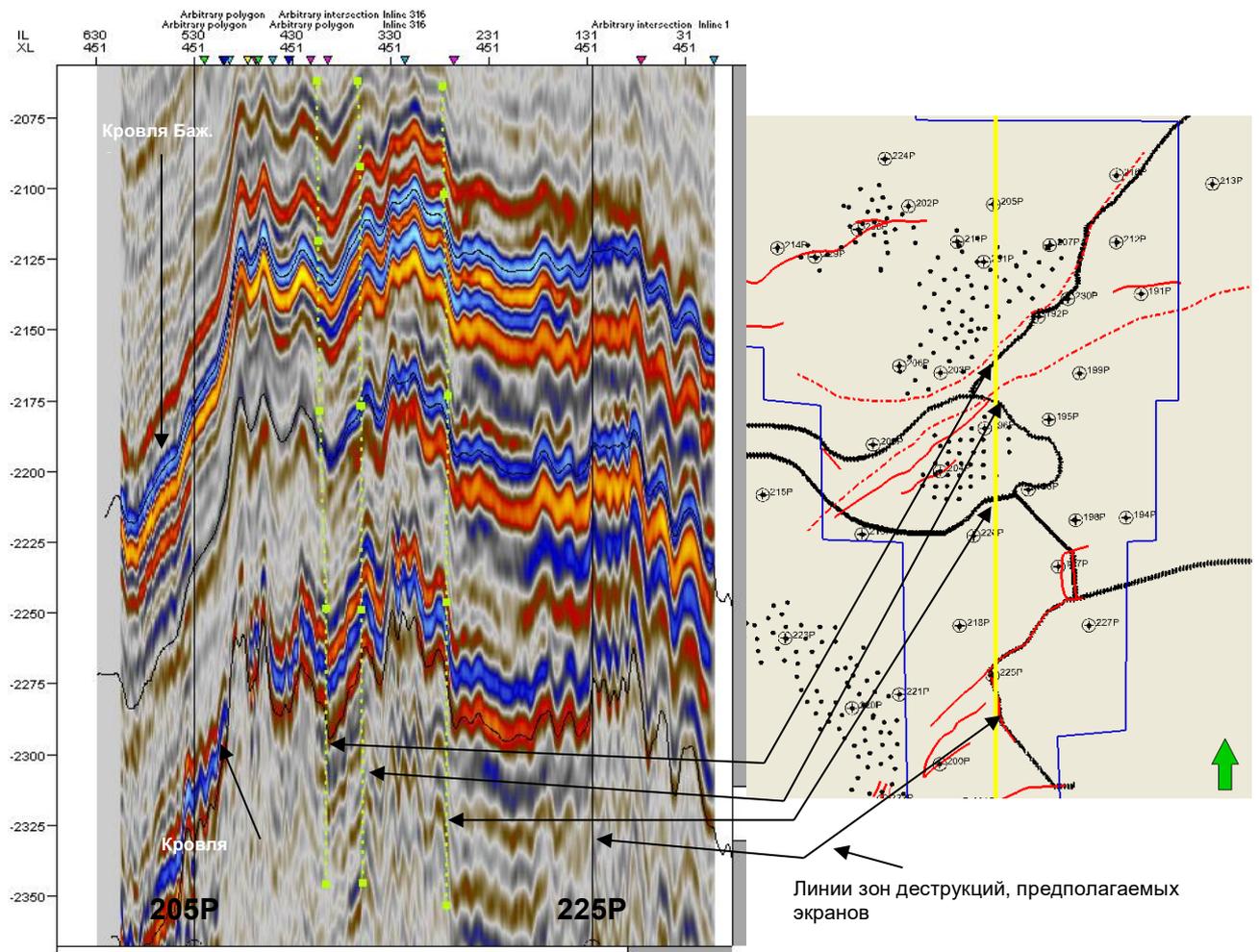


Рисунок 3.1.4 – Сейсмический разрез по линии скважин 205P-225P

3.2 Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

При корреляции пластов на месторождении использовались как региональные, так и локальные реперы. Региональные реперы относятся к реперам первого порядка, локальные – к реперам второго порядка. Реперы первого порядка регионально выдержаны, имеют значительную толщину, четко и уверенно выделяются по каротажным данным. К ним относятся высокоомные битуминозные, с аномально повышенной естественной радиоактивностью, глубоководно-морские аргиллиты баженовской свиты верхней юры, угольный пласт $У_1$ и низкоомные морские аргиллиты нижневасюганской подсвиты, подстилающие горизонт $Ю_1$. На Крапивинском месторождении присутствуют все эти реперы, поэтому выделение в разрезах скважин горизонта $Ю_1$ не представляет сложности.

Для расчленения горизонта $Ю_1$ и корреляции песчаных пластов внутри него использовались реперные горизонты, представленные угольными пластами: $У_1$ и $У_1^a$. Верхний – $У_1$ – репер 1 категории, вследствие размыва, присутствует в разрезе не повсеместно, нижний – $У_1^a$ – репер 3 категории отмечается везде. Горизонт расчленен на основе современной общепринятой схемы его строения.

Расчленение разрезов выполнено по методике, предложенной В.С. Муромцевым. В основу этой методики положено выделение в разрезах литологических ритмотолщ. Согласно принципиальной схеме ритмостратиграфического расчленения отложений верхневасюганской подсвиты, в ее составе выделяется три литологических ритмотолщи: подугольная, межугольная и надугольная.

Подугольная ритмотолща имеет повсеместное распространение, залегает на морских глинах нижневасюганской подсвиты и перекрывается прибрежно-морскими осадками межугольной ритмотолщи. Глубина залегания колеблется в пределах от 2654 м (скв.191Р) до 2767 м (скв. 205Р).

В объеме толщи выделяется песчаный пласт $Ю_1^3$, который прослеживается в разрезах всех скважин описываемого месторождения и является наиболее мощным из всех других песчаных пластов горизонта $Ю_1$ (рисунок 3.2.1). Он является аналогом одноименного пласта на Двуреченском месторождении, расположенном севернее, в непосредственной близости от описываемого. По каротажу он выделяется резкой аномалией ПС и ГК. Пласт представлен песчаниками средне- мелко- и тонкозернистыми с тонкими глинисто-алевролитовыми прослоями. Пласт представляет собой песчаное тело общей толщиной 11,8 – 41 м. Максимальная толщина отмечается на юго-западном склоне поднятия, минимальная – на северном склоне.

Снизу пласт ограничен мощной низкоомной глинистой пачкой нижневасюганской подсвиты, сверху – угольным пластом толщиной 1,0-4,5 м, хорошо интерпретируемым по комплексу радиоактивного и акустического каротажей и являющегося нижней границей межугольной толщи. Накопление терригенного материала пласта $Ю_1^3$ происходило в процессе регрессии морского бассейна, вызванной тектоническими подвижками положительного знака, произошедшими в конце позднего келловея – начале раннего оксфорда. Регрессивный генезис пласта нашел своё отражение в форме кривых ПС и ГК: амплитуда их увеличивается снизу вверх.

Вышезалегающая межугольная ритмотолща повсеместно перекрывает подугольную. Отложения толщи сформированы преимущественно в условиях приморских болот и приливно-отливных отмелей. В объеме толщи выделяется песчаный пласт $Ю_1^M$ толщиной до 4 м. На юго-западе месторождения в скважинах омского лицензионного участка, отмечается размыв кровле межугольной толщи. Здесь наблюдается слияние пласта $Ю_1^M$ с вышележащим пластом ($Ю_1^2$). Сверху толща ограничена либо угольным пластом $У_1$, либо тонким прослоем аргиллита, снизу - угольным пластом $У_1^a$.

Верхнюю часть горизонта $Ю_1$ составляет надугольная толща, представленная песчаным пластом $Ю_1^2$, мощность которого 2–8 м. Для пород пласта характерно образование в морских, относительно мелководных условиях. Это фации предфронтальной переходной зоны пляжа – биотурбированные «шельфовые» осадки. Пласт представлен песчаниками мелко- и тонкозернистыми. В строении его принимают участие либо 1 – в большинстве скважин, либо 2 пропластка (на юго-западе месторождения). В

среднем толщина пласта не превышает первых метров, а на юго-западе (зона слияния с нижележащим пластом Ю₁^М) она увеличивается до 16 м (скважины 531 и 532).

Перекрывают пласт Ю₁² глинистые отложения георгиевской и баженовской свит (рисунок 3.2.2).

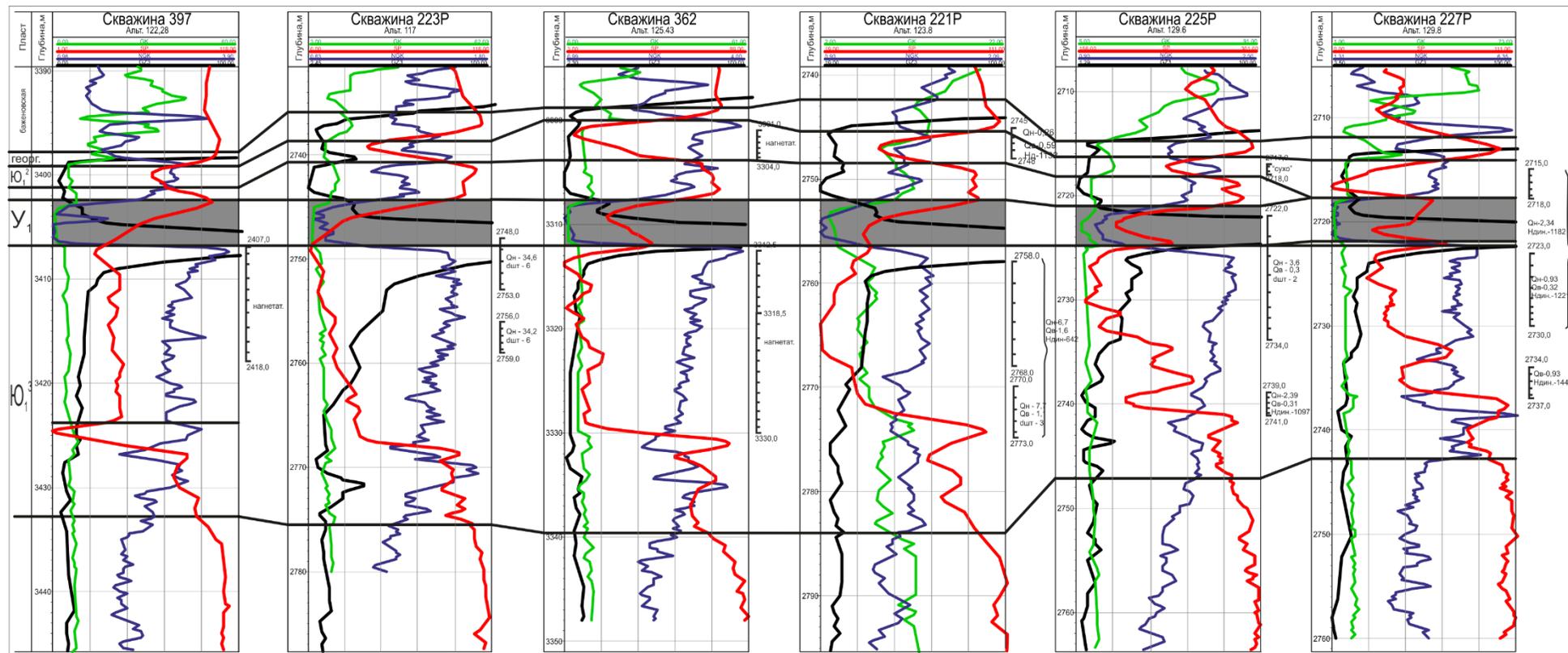


Рисунок 3.2.1 – Схема корреляции по линии III-III (Приложение Б)

прослоев происходило в полноводном морском бассейне, но при достаточно активной динамике среды седиментации, в периоды штормов, в условиях дальней и переходной зоны пляжа, что подтверждается наличием в керне характерной бугорчатой слоистости.

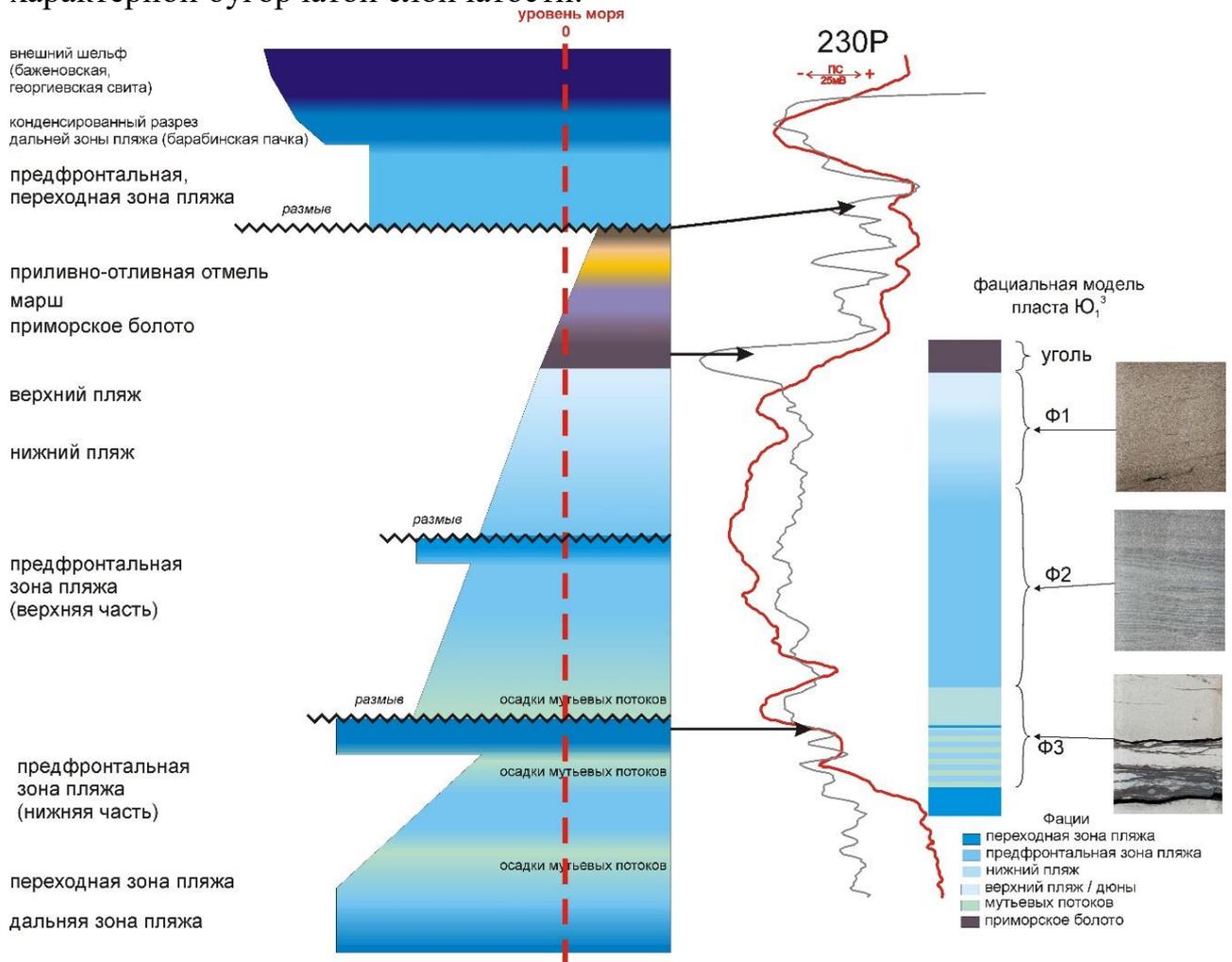


Рисунок 3.3.2 – Фациальная модель Крапивинского месторождения [8]

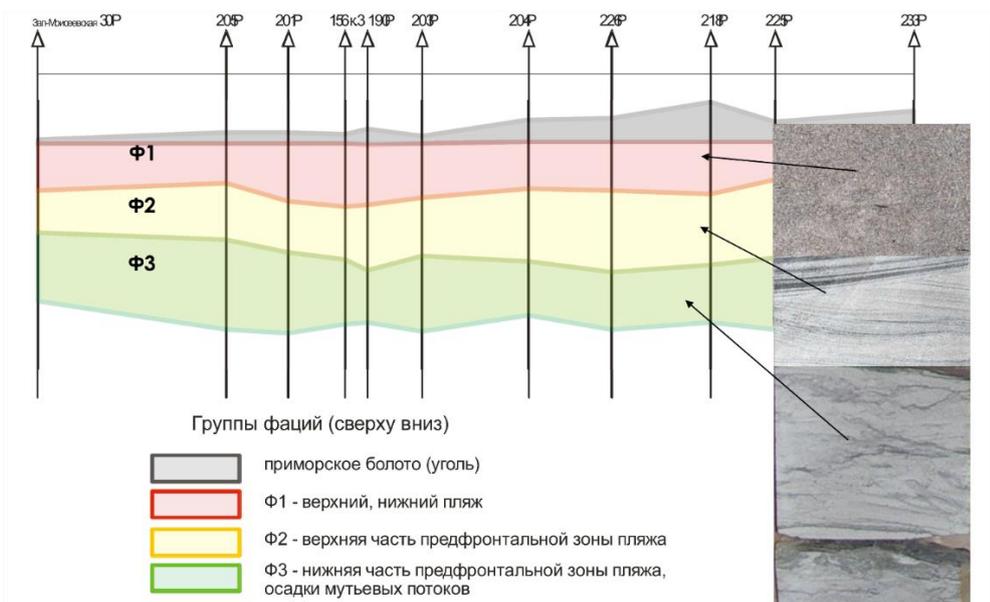


Рисунок 3.3.3 – Фациальная модель пласта Ю1³

Вверх по разрезу пласта Ю₁³ наблюдается закономерное увеличение зернистости песчаников (рисунок 3.3.3) и уменьшение глинистой примеси, постепенно исчезают следы ихнофоссилий *Cruziana Chondrites*, являющиеся индикатором обстановок с дефицитом кислорода. Все это указывает на увеличение скорости осадконакопления, улучшение аэрации воды, за счёт обмеления морского бассейна (регрессии) – переход к фациям предфронтальной зоны пляжа. Осадки переходной зоны пляжа и нижней части предфронтальной зоны пляжа (совместно с осадками мутьевых потоков), были объединены в группу фаций Ф3 (рисунок 3.3.4). Последующее продолжение обмеления моря нашло отражение в исчезновении выше по разрезу глинистых слойков и фаций мутьевых потоков, увеличении зернистости песчаников от тонкой до мелкой, смене ихнофауны *Cruziana* на *Skolithos*, что характерно для перехода территории в верхнюю предфронтальную зону пляжа – группа фаций Ф2 (рисунок 3.3.5).

52

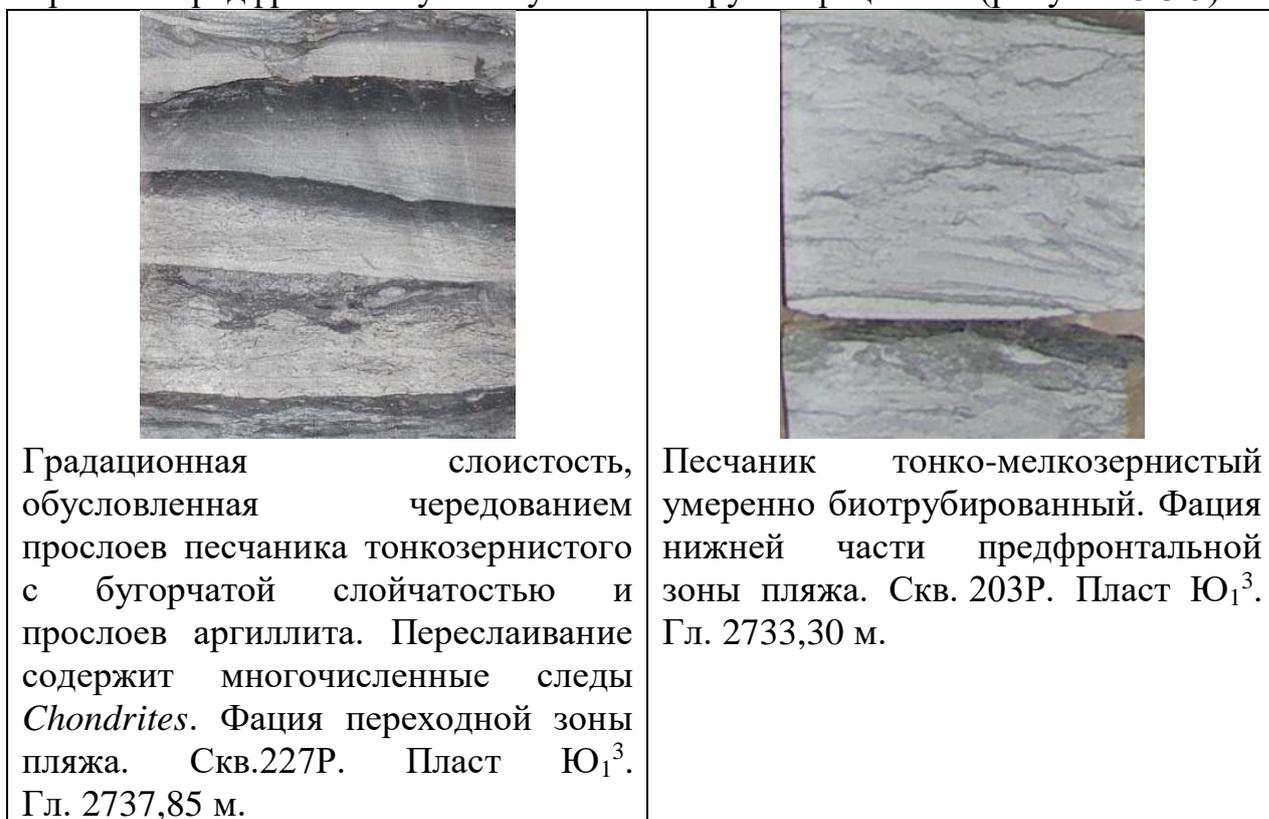


Рисунок 3.3.4 – Фотография фрагмента керна группы фаций Ф3

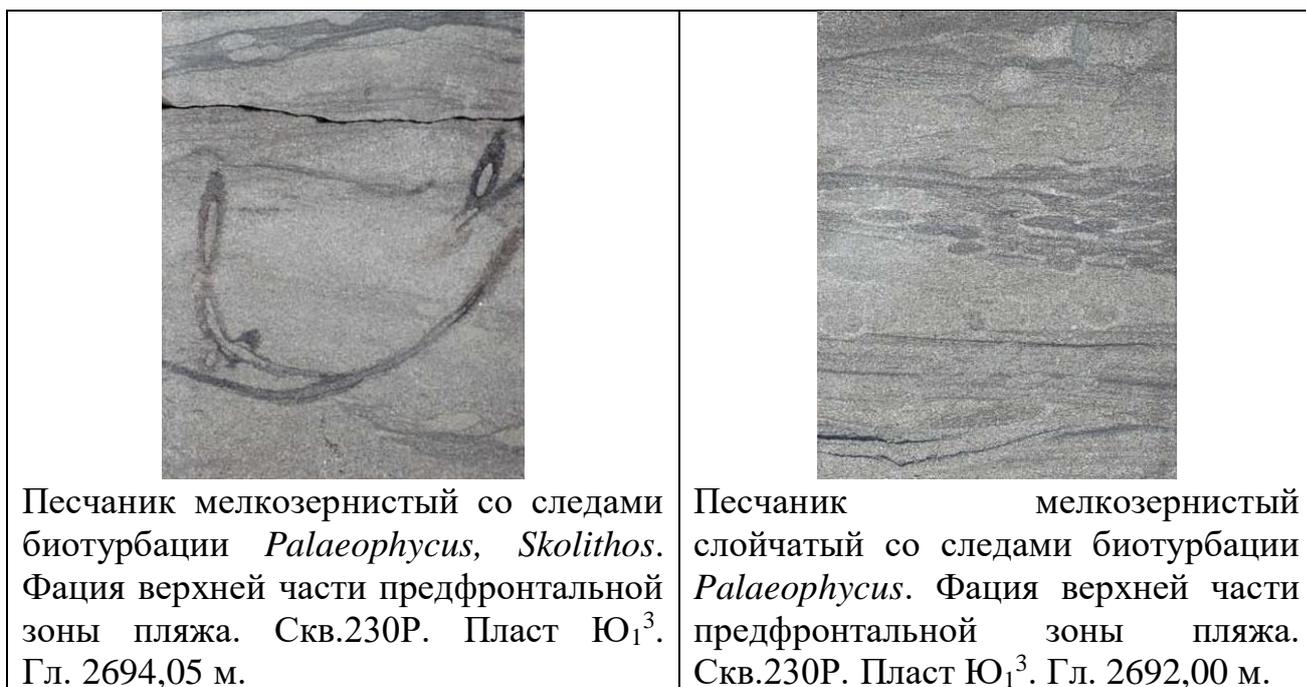


Рисунок 3.3.5 – Фотография фрагмента керна группы фаций Ф2

Образование таких песчаников происходило при более высокой волновой активности, в обстановке постоянного воздействия волн, возможно, с участием донных течений. В кровле подугольной толщи находится группа фаций Ф1, которая включает фации нижнего и верхнего пляжа (рисунок 3.3.6). Они обладают лучшими коллекторскими свойствами, т.к. представлены наиболее крупнозернистыми и хорошо сортированными разностями с повышенным содержанием кварца и пониженным содержанием обломков пород. В песчаниках пляжа содержится незначительное количество глинистых и углистых намывов по сравнению с фацией предфронтальной зоны пляжа. Также в пляжевых песчаниках группы фаций Ф1 практически отсутствует биотурбация донными организмами, а растительная биотурбация распространена ограниченно и отмечается только в прикровельной части. Отложения Ф1 сформировались в условиях мелководного морского бассейна с активной динамикой среды седиментации.

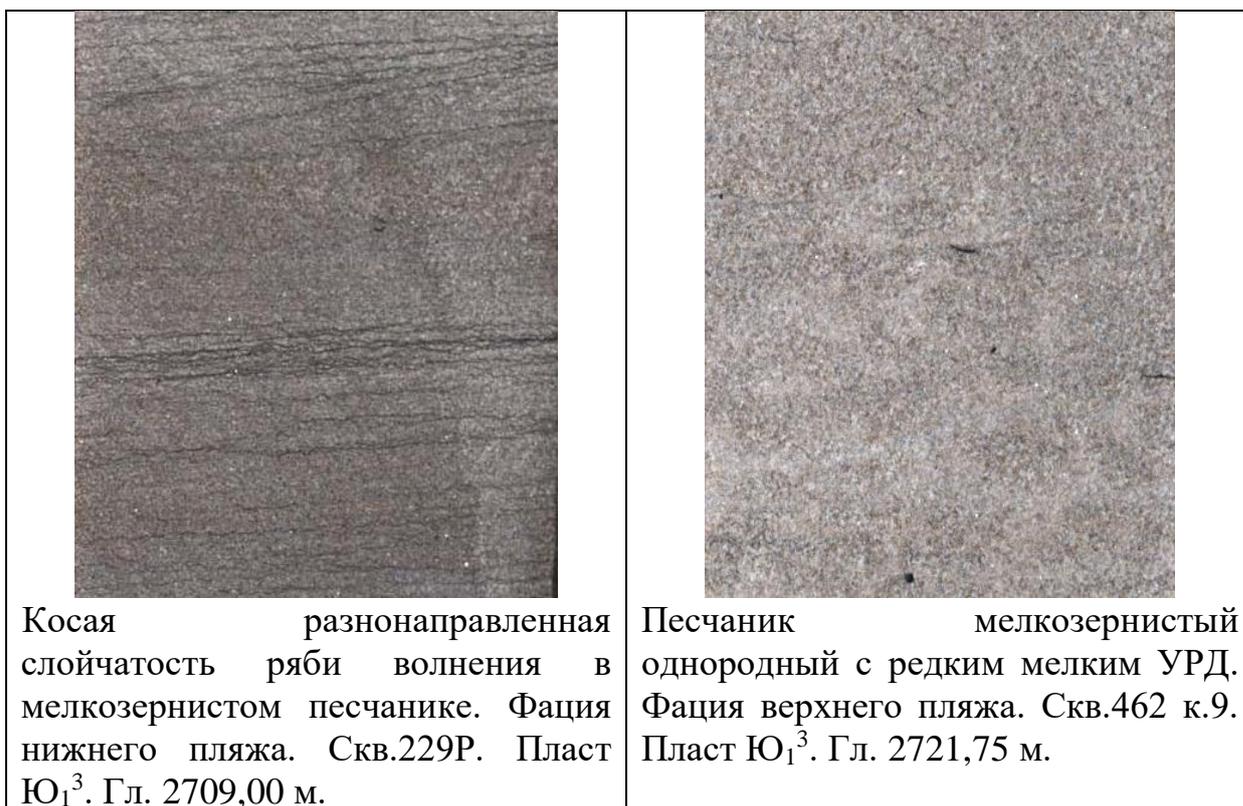


Рисунок 3.3.6 – Фотография фрагмента керна группы фаций Ф1

Наличие в разрезе подугольной толщи глинисто-алевролитовых пропластков указывает на существование этапов кратковременных повышений уровня моря (трансгрессий) происходивших на общем фоне регрессии морского бассейна.

В целом, при анализе каротажных диаграмм (керн) пласта Ю₁³ наблюдается тенденция увеличения мощности в западном – юго-западном направлении. Что говорит о существовании слабого уклона дна морского бассейна в западном направлении.

Далее вверх по разрезу продолжается закономерная регрессивная последовательность от фаций пляжа к фациям приливно-отливной отмели, марша и приморского болота, а также лагун, составляющих межугольную толщу.

Межугольная толща образовалась на пике регрессивного этапа развития региона. Толща представлена преимущественно прибрежно-морскими фациями и частично – континентальными – на наиболее приподнятых участках (рисунок 3.3.7).



Тонкое переслаивание глинистого алевролита и песчаника тонкозернистого алевритового. Встречаются стяжения пирита. Фация марша. Скв. 227Р. Гл. 2718,95 м.



Переслаивание песчаника тонкозернистого и аргиллита нарушенное следами зарывания двустворок. Фация приливно-отливной отмели. Скв. 230Р. Пласт Ю₁^М. Гл. 2685,20 м.



Уголь слоеватый черный хрупкий с жирным блеском с прорастаниями пирита. Фация приморских болот. Скв. 230Р. Гл. 2687,75 м.



Аргиллит с тонкими песчаными прослоями и линзами, содержащий многочисленные следы Chondrites. Фация лагуны. Скв.230Р. Пласт Ю₁¹⁻² – 2680,3 м.

Рисунок 3.3.7 – Фотография фрагмента керна прибрежно-морских фаций

Отложения приливно-отливных отмелей в большинстве случаев представлены тонким частым переслаиванием тонкозернистых песчаников и глинистых алевролитов. Для песчаников характерна однонаправленная косая слойчатость ряби течения, но иногда может наблюдаться слойчатость ряби волнения с симметричными острыми гребнями.

Отложения маршей наиболее часто представлены однородными или полосчатыми прослоями углей мощностью 1 м и более, отлагавшимися в

условиях приморских болот. Несколько реже встречаются углистые аргиллиты и углисто-глинистые алевролиты. Нередко отмечается частое переслаивание аргиллитов, алевролитов и углей.

Отложения лагун представлены частым переслаиванием аргиллитов или алевролитов глинистых и тонкозернистых песчаников.

В целом, для прибрежно-морских фаций характерна слабая динамика среды седиментации и небольшая глубина морского бассейна с выходом на дневную поверхность (осушением) отдельных наиболее приподнятых участков района работ.

Отложения межугольной толщи перекрываются *надугольной толщей*, которая включает в себя пласт Ю₁². Пласт Ю₁² образовался в трансгрессивный этап развитие региона. Для него характерно образование в морских относительно мелководных условиях. Это фации предфронтальной переходной зоны пляжа – биотурбированные «шельфовые» осадки (рисунок 3.3.8). Фация предфронтальной зоны пляжа пласта Ю₁² имеет важную отличительную особенность: в ней степень биотурбации весьма значительна, что приводит к исчезновению первичных слойчатых текстур. По-видимому, период формирования отложений пласта Ю₁² отличался низкими скоростями осадконакопления из-за дефицита обломочного материала, что приводило к увеличению роли биотурбационных текстур. Об этом также свидетельствуют находки ростров белемнитов, отсутствующие в пласте Ю₁³.



Рисунок 3.3.8 – Фотография фрагмента керна фаций предфронтальной зоны пляжа

3.4 Физико-литологическая характеристика верхнеюрских коллекторов

Промышленная нефтеносность месторождения связана с терригенными отложениями регионально продуктивного горизонта Ю₁ - пластами Ю₁² и Ю₁³, разделяющимися по всей площади непроницаемыми углисто-глинистыми отложениями пласта Ю₁^{МУ} толщиной от 4 до 10 м.

Подугольная ритмотолща Ю₁³ имеет повсеместное площадное распространение

Для Крапивинского месторождения характерно отсутствие единой оконтуривающей изогипсы, контролирующей площадь нефтеносности основного пласта Ю₁³. Практически все связанные с ним залежи ограничиваются на значительной площади зоной водонасыщенных пород с низкими ФЕС, имеющих по данным ГИС характеристику коллектора и гипсометрический уровень выше ВНК. По данным опробования и капилляриметрическим исследованиям предполагается наличие капиллярно-экранированного типа большинства залежей пласта Ю₁³.

Сложное литологическое строение нижнего пласта Ю₁³ предопределило выделение в разрезе последнего трех ритмопачек (снизу вверх индексируемых как Ю₁^{3В}, Ю₁^{3Б}, Ю₁^{3А}), характеризующихся различными фильтрационно-емкостными свойствами при различном площадном распространении. К указанным пачкам приурочены 13 залежей нефти, характеристика которых приводится ниже.

Пласт Ю₁³

Пласт Ю₁³ – основной продуктивный пласт описываемой зоны (содержит около 80 % запасов). Он является аналогом и, фактически, продолжением одноименного пласта Двуреченского месторождения, расположенного в непосредственной близости от него.

В данной работе принята блоковая модель месторождения. Выделены шесть залежей нефти субмеридионального простирания: *Северная, Восточная, Центральная, Район скв. 198Р, Юго-восточная* и *Южная*, разделяющиеся между собой «литологическими» экранами (зонами деструкции) и тектоническими нарушениями.

По фильтрационно-емкостным свойствам в пласте Ю₁³ сверху вниз выделяется четыре типа коллектора: *первый* – высокопроницаемый с максимально высокими ФЕС (Кп до 22 %, Кпр до 2000 мД); *второй* – высокопроницаемый, но с более низкими по сравнению с первым типом коллекторскими свойствами (Кп до 19 %, Кпр до 300 мД); *третий* – менее проницаемый, с низкими коллекторскими свойствами (Кп до 18 %, Кпр до 60 мД); *четвертый* – слабопроницаемый (Кп до 15 %, Кпр до 10 мД).

Продуктивный пласт имеет нефтенасыщенную толщину от 1,4 до 24,2 м, в среднем 12,5 м. (таблица 3.4.1). Увеличение общей толщины пласта

отмечается на северо-западе Северной залежи: в скважинах 806 и 804, где толщина пласта достигает соответственно 21,5 м и 23,6 м; а также в центральной части Южной залежи, где в районе скважины 549 общая толщина пласта около 30 м. Керн отобран из 38 разведочных скважин и 16 эксплуатационных, представлен мелко- и среднезернистыми нефтенасыщенными песчаниками фации пляжа.

Таблица 3.4.1 – Характеристика толщин пластов Крапивинского месторождения

Пласт	Толщина	Наименование	Томская область	Омская область	В целом по пласту
Ю ₁ ³	Общая	Среднее значение	21,3	27,1	23,7
		Интервал изменения, м	11,9 - 36,2	12,2 - 40,6	11,9 - 40,6
	Эффективная	Среднее значение	15,1	16,8	15,8
		Интервал изменения, м	4,4 - 23,7	5,6 - 29,8	4,4 - 29,8
	Нефтенасыщенная	Среднее значение	12,7	13,2	12,9
		Интервал изменения, м	1,4 - 23	1,6 - 29,8	1,4 - 29,8

Для изучения физико-литологических характеристик продуктивных пластов горизонта Ю₁ использовался фактический материал, полученный в процессе поисково-разведочных работ и эксплуатационного разбуривания. Отбор керна в интервале пластов был осуществлен из 40 поисково-разведочных и 16 эксплуатационных скважин, в том числе, по пласту Ю₁² из 52 скважин, по пласту Ю₁³ из 55 скважин.

По физико-литологическим признакам в разрезе горизонта Ю₁ выделяются три объекта: Ю₁², Ю₁^М и Ю₁³. Песчаный пласт Ю₁^М встречается эпизодически. Объектами подсчета являются пласты Ю₁² и Ю₁³. Коллекторами нефти являются терригенные песчаные отложения полимиктового состава. Их литологические и фильтрационно-емкостные свойства существенно меняются по разрезу и площади месторождения, что определяется совокупностью их литологических особенностей:

- вещественным составом (как обломочной части, так и цементирующего глинистого, глинисто-карбонатного материала;
- гранулометрическим составом: процентным содержанием песчано-алевролитовых фракций, медианным диаметром зерен, степенью отсортированности обломочного материала;
- дисперсностью и морфологией глинистых частиц;
- структурой порового пространства и распределением глинистого цемента;

- интенсивностью и направленностью постседиментационных преобразований.

Изученность объектов керном неравномерная, наиболее изучен пласт Ю₁³.

Пласт Ю₁² залегает в кровельной части горизонта Ю₁. Он представлен песчаниками мелко - и среднезернистыми, полевошпато-кварцевыми граувакками, мезомикто-кварцевыми с глинистым (каолинит-гидрослюдистым), иногда глинисто-карбонатным и карбонатным цементом.

Определение коллекторских свойств проведено по 50 скважинам, из них по 35 скважинам в залежах, по 7 законтурным скважинам, по 8 скважинам с отобранным керном вне коллектора. Открытая пористость определена по 478 образцам, изменяется от 10,8 до 21,5 %, в среднем составляя 15,2 %. Проницаемость определена по 428 образцам, изменяется от 0,8 до 45,3 мД, среднегеометрическое значение составляет 3,3 мД. Остаточная водонасыщенность по капилляриметрии определена по 33 образцам, изменяется от 27,1 % до 59 %, в среднем составляя 54 %. Улучшение коллекторских свойств отмечается в центральной части месторождения.

Пласт Ю₁³ является основным продуктивным пластом изучаемого месторождения. По нему проведен наибольший объем литолого-петрографических исследований. В литологическом отношении пласт представлен песчаниками: в верхней части кремнекластито-кварцевыми, реже мезомиктово-кварцевыми, в средней части полевошпато-кварцевыми граувакками, мезомиктово-кварцевыми, кварцевыми граувакками, кремнекластово-кварцевыми, в нижней части полевошпато-кварцевыми граувакками.

В целом по пласту Ю₁³ определение коллекторских свойств проведено по 50 скважинам, из них по 29 скважинам, пробуренным в залежах, по 9 законтурным скважинам, по 12 скважинам с отобранным керном ниже ВНК (таблица 3.4.2). Открытая пористость определена по 2407 образцам, изменяется от 10,8 до 22,3 %, в среднем составляя 15,8 %. Проницаемость определена по 2115 образцам, изменяется от 0,8 до 2484,8 мД, среднегеометрическое значение составляет 7,7 мД. Остаточная водонасыщенность (по капилляриметрии) определена по 289 образцам, изменяется от 9,7 % до 83,2 %, в среднем составляя 41,4 %.

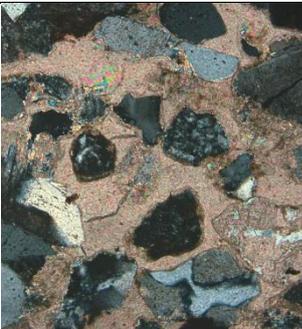
В связи с резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁³ исследовалось влияние различных факторов на ФЕС. Характер фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) алевролитопесчаных пород обусловлен их структурными, текстурными и минералогическими особенностями, которые определяются условиями осадконакопления (первичные седиментологические факторы) и характером постседиментационных процессов (вторичные изменения как стадийные, так и наложенные).

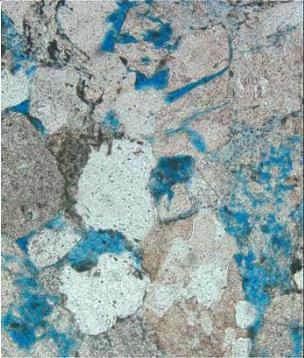
В изученных скважинах на территории месторождения открытая пористость пласта Ю₁³ изменяется от 12 до 21 %, проницаемость – от 0,8•10⁻³ до 1000•10⁻³ мкм².

Таблица 3.4.2 – Характеристика литотипа продуктивных пород по керну и по шлифам скважины №450 Западно-Останинского месторождения

Литотип	Подтип	Название породы	Характеристика	Фотоснимки
1	2	3	4	5
КЕРН				
ПМ	ПМб _{д2} ^{пф} _с	Песчаник мелкозернистый серый и темно-серый, со следами сильной биотурбации и оползневых деформаций.	Крепкий или средней крепости, встречаются роостры белемнитов, многочисленные остатки раковин моллюсков, включения пирита и сидерита.	 
	ПМо ^к	Песчаник мелко-тонкозернистый серый крепкий карбонатный.	Однородный или с нечеткой слоистостью; иногда встречаются текстуры смятия осадка, роостры белемнитов, остатки раковин моллюсков.	
	ПМс	Песчаник тонкозернистый серый слоистый.	Слоистость пологонаклонная, косая, срезанная, за счет углисто-глинистых намывов, иногда встречаются следы слабой биотурбации, остатки корневых систем и следы оползневых деформаций.	

ПСС ₁ ^с		Песчаник мелко-, средне- и крупнозернистый серый слоистый крепкий и средней крепости, местами карбонатный.	Слоистость плоско-параллельная, однонаправленная косая, часто слабо выраженная или прерывистая, встречаются углистые и сидеритовые намывы, обломки и прослойки углефицированной древесины.	
-------------------------------	--	--	--	---

1	2	3	4	5
ШЛИФЫ				
	ПМо ^к	Мелкозернистые полевошпато-кварцевые граувакки.	Средний диаметр зерен 0,13 мм (от 0,11 до 0,17 мм), сортированность средняя. Цемент кальцитовый пойкилитовый коррозионный (около 40 %). Пористость отсутствует.	
ПМ	ПМс	Мелкозернистые, иногда средне- и тонкозернистые граувакковые аркозы и полевошпато-кварцевые граувакки.	Средний диаметр зерен 0,17 мм (от 0,09 до 0,26 мм), сортированность хорошая и средняя, окатанность средняя. Цемент поровый каолиновый (до 2 %), порово-пленочный гидрослюдистый (до 2 %), иногда поровый кальцитовый (до 11 %). Пористость около 5 %.	

ПСс ₁		Средне- и мелкозернистые, иногда крупнозернистые граувакковые аркозы, полевошпатово-кварцевые граувакки и мезомиктовые кварцевые песчаники.	Средний диаметр зерен 0,28 мм (от 0,16 до 0,56 мм), сортированность средняя и плохая, окатанность хорошая. Цемент поровый каолиновый (3-6 %), порово-пленочный гидрослюдистый (до 3 %), иногда поровый кальцитовый (до 16 %). Пористость около 8 %.	
------------------	--	---	---	---

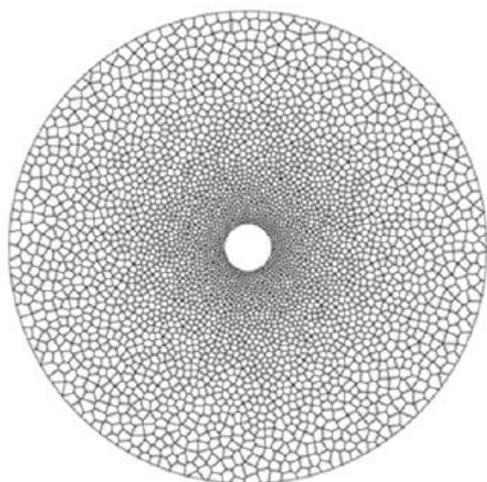


Рисунок 3.5.2.5 – Стохастически плотноупакованная мозаика ячеек по Вороным, решетка конечных элементов (модельное представление трехмерного объекта)

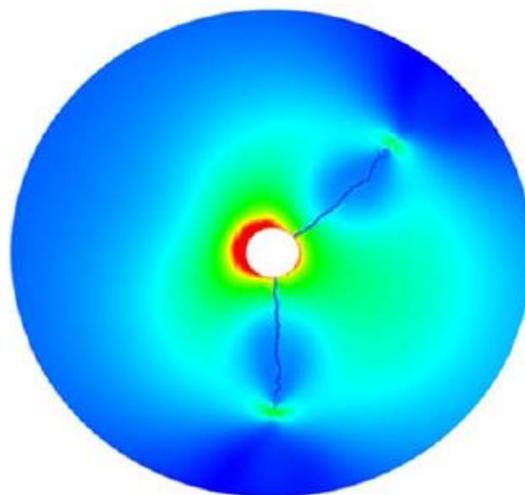


Рисунок 3.5.2.6 – Моделирование методом конечных элементов процесса автоГРП в призабойной зоне пласта. Показано поле максимальных напряжений и вероятное развитие трещин

По результату проведённого анализа были сделаны следующие выводы:

- направление фильтрационных каналов высокой проводимости не говорит о направлении распространения трещин ГРП (автоГРП);
- предположение о распространении трещин в направлении Север-Юг и Северо-Восток – Юго-Запад дополняют друг друга в пользу обходящихся скважин и направлений фильтрационных каналов высокой проводимости по трассерам;
- по отдельности данные предположения не подтверждаются трассерными исследованиями;

- по трассерным исследованиям можно сделать заключение о неравномерном распределении закачки по латерали;
- была рассмотрена гипотеза о несоосном распространении трещин автоГРП, которая предполагает, что распространение трещин в породе – это неконтролируемый и вероятностный процесс, который зависит от многих факторов (неоднородность породы, напряженно-деформационное состояние системы, термодинамика пласта).

IV. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Основной целью выпускной квалификационной работы является изучение геологии Крапивинского месторождения и разработка проекта разведочных работ на изучаемом участке (Томская область).

Цель данного раздела – произвести расчет сметной стоимости проектируемых работ на участке поэтапно (полевой, лабораторный и камеральный этапы).

Для расчета сметной стоимости проектируемых работ необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) В соответствии с методикой работ и уже посчитанными ранее объемами проектируемых работ произвести расчет затрат времени и труда на их проведение;
- 2) Составить приблизительный план выполнения работ – календарный график;
- 3) Произвести расчет затраты на заработную плату исполнителям и отчисления на социальные нужды и материалы;
- 4) Произвести расчет сметной стоимости проектируемых работ с учётом основных и накладных расходов.

4.1 Ресурсоэффективность и ресурсосбережения

Для обоснования литологической характеристики и коллекторских свойства пород продуктивных пласта ю₁³ Крапивинского нефтяного месторождения было выполнено изучение литологических характеристик пород в шлифах. Изучен состав глинистых минералов методом рентгеноструктурного анализа и растровой электронной микроскопии.

Керн максимально точно отражает информацию о геологическом разрезе, позволяет определить условия залегания пластов, производить расчеты петрофизической зависимости, но, что самое главное, позволяет рассчитывать запасы полезных ископаемых. Точность расчетов будет зависеть от качества и полноты поднятого керна.

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

Граничные значения коллектора (неколлектора) пород пласта Ю₁³ установлены традиционным корреляционным методом с использованием динамической пористости и с использованием значений подвижной нефти.

Показаны основные факторы, определяющие остаточную нефтенасыщенность пород пласта Ю₁³.

Деформационные характеристики пород определены в термобарических условиях динамическим (акустическим) методом.

Изучена проницаемость пород по воде при различном значении минерализации и эффективного напряжения. Установлено, что снижение минерализации воды и увеличение эффективного напряжения уменьшает коэффициент проницаемости породы по воде.

4.2 Расчет стоимости работ по исследованию керна на Крапивинском нефтяном месторождении

При расчете стоимости цены учитывались уже с заработными платами сотрудников. Перечень должностей и специальностей, приведен в таблице 1.

Таблица 4.1 – Перечень должностей и их трудовых функций

Наименования должностей, профессий	Трудовая функция
Лаборант	Продольная распиловка керна; Настройка и подготовка оборудования для исследований полноразмерного кернового материала к работе; Настройка и подготовка оборудования для исследований полноразмерного кернового материала к работе Выбор мест выпиливания цилиндрических образцов кернового материала горных пород.
Старший лаборант	Подготовка части керна к возврату заказчику; Проведение исследований полноразмерного кернового материала; Нумерация и привязка по глубине цилиндрических образцов керна горных пород.
Лаборант химического анализа	Проведение химический и физико-химический анализ различных веществ: нефти, нефтепродуктов, кислот, солей и др. Осуществляет синтез веществ в лабораторных условиях.
Инженер	Подготовка полноразмерного керна к исследованиям; Подготовка отчетной документации по исследованиям полноразмерного керна.

Младший научный сотрудник	Выбор кернового материала для проведения специальных исследований физических свойств; Настройка и подготовка оборудования для проведения специальных исследований физических свойств кернового материала.
Главный геолог	Определение приоритетных направлений для планирования работ по исследований физических свойств кернового материала и цифровой обработки полученных данных
Начальник отдела петрофизических исследований	Применять основные принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды
Заведующий лабораторией	Организация проведения технико-экономического анализа работы предприятия; Организация проведения технико-экономического анализа работы предприятия
Ведущий научный сотрудник	Организация разработки плановой и проектно-сметной документации по проведению исследований физических свойств кернового материала горных пород на основе требований Заказчика
Руководитель научного структурного подразделения	Управлять работой и организовывать взаимодействие структурных подразделений, рационально распределять исполнителей в соответствии с их специализацией и квалификацией

Таблица 4.2 - Расчет заработной платы

Персонал	Кол-во, чел.	Число часов в неделю	Тарифная ставка руб./час	Районный коэф., %.	Оклад за 1 день (в рублях)	Оклад за 1 месяц (в рублях)
Лаборант	1	40	67,82	1,7	922,32	18 446,4
Старший лаборант	1	40	75,8	1,7	1 030,88	20 617,6
Инженер	1	40	96,5	1,7	1 312,4	26 248
Младший научный сотрудник	1	40	123,4	1,7	1 678,27	33 564,8
Главный геолог	1	40	147,09	1,7	2 000,42	40 008,48
Заведующий лабораторией	1	40	165,6	1,7	2 252,16	45 043,2
Ведущий научный сотрудник	1	40	179,4	1,7	2 439,84	48 796,8
Итого					11 636,29	232 725,28

Таблица 4.3 – Затраты на проведение исследований керна по одной скважине Крапивинского месторождения

№ п/п	Наименование работ	Ед. изм.	Стоимость ед. услуг без НДС, руб.	Кол-во	Стоимость без НДС, руб.
1	Вывоз керна в лабораторию		65 000,00		65 000,00
1.1	Погрузо-разгрузочные работы	П.м.	142	57,49	8 163,58
1.2	Разгрузка и первичная сортировка керна	П.м.	184	57,49	10 578,16
1.3	Приемка и учет керна	П.м.	178	57,49	10 233,22
1.4	Фотографирование керна в ящиках Заказчика в белом свете при ревизии	П.м.	120	57,49	6 898,80
1.5	Предварительный осмотр, очистка поверхности колонки керна от технических загрязнений	П.м.	65	57,49	3 736,85
1.6	Профильная гамма-спектрометрия с определением	П.м.	1550	57,49	89 109,50

	объемной плотности				
1.7	Оценка качества укладки керна по результатам предварительной увязки	П.м.	370	57,49	21 271,30
1.8	Ревизионно-восстановительные работы колонки керна	П.м.	824	57,49	47 371,76
1.9	Продольная распиловка терригенного керна с использованием воды	П.м.	1214	35,64	43 266,96
1.10	Продольная распиловка карбонатного керна с использованием воды	П.м.	1412	21,85	30 852,20
1.11	Профильная проницаемость вдоль оси полноразмерного керна через 5 см	П.м	1349	8,74	11 790,26
1.12	Фотографирование керна в ящиках в белом и ультрафиолетовом свете	П.м.	673	57,49	38 690,77
1.13	Детальное послойное литологическое описание керна, отбор образцов керна на комплексные исследования	П.м.	1452	57,49	83 475,48
1.14	Отбор, литологическое описание и регистрация образцов	Обр.	319,7	257	82 162,90
1.15	Фотодокументирование образцов керна отобранных на исследования в белом свете	Обр.	265,1	242	64 154,20
1.16	Привязка керна по результатам профильных измерений к диаграммам ГИС	П.м.	964,3	57,49	55 437,61
	Итого				672 193,55

Продолжение таблицы 4.3

2	<i>Литологические исследования</i>				
2.1	Изготовление окрашенных шлифов стандартного размера	Шлиф	4125	53	218625
2.2	Петрографический анализ, фотографирование шлифов. Изучение вещественного состава пород в шлифах, типа цемента характера и степени вторичных изменений, типа пористости (для осадочных терригенных и карбонатных пород).	Шлиф	5100	20	102000
2.3	Изучение петрографического состава магматических и метоморфических пород в шлифах	Шлиф	3288	33	108504
2.4	Определение гранулометрического анализа пород в шлифе стандартного размера	Шлиф	3892	20	77840
2.5	Изучение гранулометрического состава пород гидравлично-ситовым методом с определением количественного содержания в породах компонентов, растворимых в 5% HCl	Обр.	1312	25	32800
2.6	Определение минералогического состава глинистой компоненты пород-коллекторов (РСА) с изготовлением проб	Обр.	980	59	57820
2.7	Определение карбонатности объемным методом с отдельной оценкой содержания кальцита, доломита и нерастворимого остатка	Обр.	365	5	1825
2.8	Растровая электронная микроскопия (РЭМ)	Обр.	899	12	10788
2.9	Рентгено-флуоресцентный анализ (РФА) с изготовлением проб	Обр.	934	33	30822
2.10	Термовесовой анализ	Обр.	1501	3	4503
2.11	Изготовление окрашенных шлифов стандартного размера	Шлиф	1371	53	72663
	Итого				718 190,00

3	Исследования коллекторских свойств пород				
3.1	Изготовление стандартных образцов из отдельных кусков керна (перпендикулярно или параллельно слоистости)	Обр.	346	206	71276
3.2	Изготовление стандартных образцов из отдельных кусков керна карбонатных пород (перпендикулярно или параллельно слоистости)	Обр.	431	33	14223
3.3	Изготовление кубических образцов керна	Куб.	1542	3	4626
3.5	Экстракция спиртобензольной смесью стандартных образцов	Обр.	823	238	195874
3.7	Экстракция спиртобензольной смесью кубических образцов	Куб.	456	3	1368
3.8	Определение открытой пористости жидкостенасыщением в атмосферных условиях	Обр.	820	244	200080
3.9	Определение открытой пористости газоволюметрическим методом (гелий) в атмосферных условиях	Обр.	553	215	118895
3.10	Определение пористости в пластовых условиях	Обр.	491	24	11784
3.11	Определение проницаемости по воздуху в атмосферных условиях	Обр.	553	215	118895
3.12	Определение анизотропии проницаемости на образце-кубике в трех направлениях в атмосферных условиях	Куб.	1671	3	5013
	Итого				742 034,00

1.4	Петрофизические исследования				
4.1	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях при 3-х значениях переменной водонасыщенности для определения параметров пористости (Рп) и насыщения (Рн)	Обр.	3451	24	82 824,00
4.2	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях при 100% водонасыщенности для определения параметров пористости (Рп)	Обр.	3553	93	330 429,00
4.3	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях за каждый дополнительный режим создания водонасыщенности, и расчет параметра насыщения (Рн)	Обр.	3891	82	319 062,00
4.4	Изучение электрических свойств пород в атмосферных условиях при полном водонасыщении в трех направлениях на образце-кубике для определения параметров пористости (Рп)	Куб.	5400	3	16 200,00
4.6	Изучение электрических свойств пород в пластовых условиях для определения параметров пористости (Рп) и насыщения (Рн)	Обр.	4700	24	112 800,00
4.8	Определение капиллярных характеристик с использованием ультрацентрифуги (9 точек до 20 атм.)	Обр.	1749	34	59 466,00
4.9	Определение капиллярных характеристик методом полупроницаемой мембраны (9 точек до 12 атм)	Обр.	1950	9	17 550,00
4.10	Изучение смачиваемости пород-коллекторов по Аммоту-Тульбовичу	Обр.	3350	13	43 550,00
4.11	Изучение смачиваемости пород-коллекторов методом USBM	Обр.	8000	5	40 000,00
	Итого				1 021 881,00

5	Потоковые эксперименты				
5.1	Изучение проницаемости пород-коллекторов по воде в пластовых условиях при смене минерализации фильтруемой воды и изменении горного давления	Эксп.	6300	3	18900
5.2	Определение фазовой и относительной фазовой проницаемости при совместной стационарной фильтрации воды и нефти с определением точек равновесной насыщенности по воде (Кв*) и нефти (Кв**) в условиях моделирующих пластовые, (3 образца)	Эксп.	5700	7	39900
5.3	Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения при вытеснении нефти водой в условиях моделирующих пластовые, (5-6 образцов)	Эксп.	5900	4	23600
	Итого				82 400,00
6	ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ				
6.1	<i>Подготовка и первичные исследования керна</i>				
6.2	Определение модуля Юнга и коэфф. Пуассона пород в пластовых условиях (акустическим методом)	Обр.	4700,00	12,00	56 400,00
	Итого				56 400,00
7	Подготовка отчётности				
7.1	Обобщение результатов исследований	Отчет	10%		3 210 698
	Итого				6 421 396

По результатам выше проведенных расчетов и априорной информации составлена смета затрат на проведение исследований керна (таблица 3).

Таблица 4.4 – Смета затрат на проведение исследований керна

№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, руб.
1.	Себестоимость работы	6 421 396
2	Накладные расходы	3 531 767
3.	Прибыль	816 777,20
4.	Итого (п.1+п.2)	9 953 163
5.	НДС	1 990 632
6.	Итого договорная цена	11 943 795

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Был произведен расчет затрат времени и труда на проектируемые работы, плановые затраты на оплату труда, составляют 232 725,28 руб.

2. Затраты на исследования керна составляют 6 421 396 руб.

3. Общие затраты, которые несет компания на проведение исследований керна, составляют 11 943 795 руб. Высокая стоимость объясняется тем, что была произведена подготовка, приемка и первичные исследования большого количества кернового материала, отобранного по всему стволу скважины, а также за счет проведенных дорогостоящих лабораторных исследований.

Как отмечалось ранее, данные исследования необходимы для обоснования геологической модели, а также для решения большинства геологических задач. Экономические затраты на проведения этих исследований полностью обоснованы улучшением изученности месторождения и, в конечном итоге, оптимизацией разработки и увеличением коэффициента нефте- и газоотдачи.

V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основной целью выпускной квалификационной работы является изучение геологического строения и коллекторских свойства продуктивных отложений пластов Ю₁ Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область).

При выполнении данной дипломной работы был использован большой объем информации, полученный в результате поиска, разведки и разработки Крапивинского месторождения. Поэтому безопасность и экологичность проекта будет оцениваться по уровню безопасности достигнутому на предприятии ООО «Газпромнефть-Восток». При написании дипломной работы основным родом деятельности являлось изучение большого объема данных, их интерпретация и написание самой работы, поэтому в данном разделе так же приводится комплекс мероприятий для обеспечения безопасности при работе в камеральных условиях с использованием ЭВМ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда и техника безопасности в России это – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия (статья № 1 Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации», 17.07.1999 г. №181-ФЗ), образующие механизм реализации конституционного права граждан на труд (ст. 37 Конституции РФ) в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены. (Это право закреплено также в ст. 7 международного пакта об экономических, социальных и культурных правах).

В соответствии со ст. 37 Конституции РФ каждый гражданин имеет право на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены.

Пятый пункт выше указанной статьи гласит: «каждый имеет право на отдых». В конечном итоге, своим первоисточником, охраны труда имеет Конституцию РФ.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда, согласно ст. 212 ТК РФ, возлагаются на работодателя. Последний, руководствуясь указанной статьей, обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Кроме того, работодатель обязан обеспечить, соответствующие требованиям охраны труда, условия труда на каждом рабочем месте; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Работодатель должен извещать работников, об условиях охраны труда на рабочих местах, о возможном риске для здоровья, о средствах индивидуальной защиты и компенсациях.

5.2 Производственная безопасность

Анализ выявленных вредных факторов

Вредные вещества

На Крапивинском месторождении рабочий персонал сталкивается с вредными веществами, которые могут отрицательно подействовать на здоровье человека. В таблице 1.1 дана характеристика токсичных и пожароопасных свойств, применяемых веществ.

Таблица 1.1 – Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ

Характеристика	Наименование веществ			
	CH ₄	C ₂ H ₆	2CH ₃ (CH ₃)	Нефть
Характеристика компонента	Бесцветный газ, без запаха	Бесцветный горючий	Бесцветный горючий газ	Горючая смесь
Плотность паров и газов по воздуху	0.5543	1.0488	1.5617	3.5
Температура кипения, С°	-161.58	-88.63	-42.06	30
Температура самовоспламенения, С°	-	-	-	-40-17
Температура вспышки, С°	537	515	466	270 -320
ПДК(в воздух рабочей зоны). мг/м ³	300	300	300	300

Пределы воспламенения смеси с воздухом (нижний и верхний)	5-15	2.9-15.0	1.4-5.8	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях наркотическое действие	Обладает наркотическим действием	В больших концентрациях наркотическое действие	Обладает наркотическим действием

Условия труда по содержанию вредных веществ соответствуют допустимым (СОУТ)

Отклонения показателей климата на открытом воздухе

Работы на нефтегазодобывающих предприятиях часто проводятся на открытом воздухе, поэтому они связаны с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре понижается внимание, появляется торопливость и неосмотрительность; при низкой — уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха: обычно при температуре 18°C влажность должна находиться в пределах от 35% до 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большей - с повышенной влажностью. Как одно, так и другое отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи, с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

При работе на открытом воздухе правилами техники безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических условий: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, помещений для обогрева рабочих и т.д.

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение производственных помещений, площадок и кустов скважин нефтегазодобывающих предприятий считается рациональным при соблюдении следующих требований:

- световой поток должен достаточно ярко и равномерно освещать рабочее место, чтобы глаз без напряжения различал нужные ему предметы и не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей;
- на полу в проходах не должно быть резких и глубоких теней;
- в помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей, оборудование освещение должно быть выполнено во взрыво-пожаробезопасном исполнении.

Освещение регламентируется нормами, предусмотренными СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное». Освещение ГОСТ 24940 «Здания и сооружения. Методы измерения освещенности» Для кустов скважин установлены следующие нормы искусственного освещения (в люксах):

Таблица 1.2 – Нормы искусственного освещения

Наименование объекта	Освещённости, лк
Устья нефтяных скважин, станки-качалки;	10
Моторные будки станков-качалок, будки с аппаратурой электропогружных насосов;	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонте скважин:	25
– Устье скважин;	15
– Лебедка;	2
– Подъемная мачта;	2

Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым (СОУТ)

Повышенный уровень шума на рабочем месте

При работе со скважиной кроме химических веществ вредное влияние также оказывает производственный шум - всякий нежелательный звук. Сильный шум действует на орган слуха, может привести к полной глухоте или к профессиональной тугоухости. Допустимый уровень шума на рабочем месте не более 80 дБА. Если подавить шум до предельно допустимых условий невозможно, то применяются устройства, снижающие шум, т.е. звукоизолирующие перегородки, наушники, как средство индивидуальной защиты.

Основным источником шума и вибрации на объектах месторождения являются работа нефтяных насосов и насосов подтоварной воды. Шум и вибрация при измерениях – постоянны. Шум широкополосный. При разработке мероприятий для защиты от шума и вибрации на объектах Крапивинского месторождения, специалисты руководствуются следующими нормами:

- СН-2.2.4-2.1.8.562.-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;
- «Санитарные нормы и правила при работе с машинами и оборудованием, создающими локальную вибрацию, передающуюся на руки работающих»;
- СН-2.2.4-2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, в помещениях жилых, общественных зданий»;
- «Гигиенические нормы инфразвука на рабочих местах»;
- ГОСТ-12.1.012-90 «Вибрационная безопасность»;
- ГОСТ-12.1.050-86 «Методы измерения шума на рабочих местах»;
- ГОСТ 12.1.001 ССБТ «Ультразвук. Общие требования безопасности».

Основные мероприятия по борьбе с шумом следующие: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, использование средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны) согласно ГОСТ 12.1.029-80. Условия труда по шумовому фактору соответствуют допустимым (СОУТ).

Анализ выявленных опасных факторов

К опасным факторам на предприятии относятся:

- пожаро-взрывоопасность веществ (пары метанола и метана с соединением воздуха очень взрывоопасны);
- электроопасность (из-за неисправности линий электропередачи);
- движущиеся механизмы.
-

Электробезопасность

Наиболее распространенный способ добычи нефти – механизированный. Насосные установки, оборудованные насосами ЭЦН и ШГН, а также насосы используемые для перекачки нефти и воды на ДНС и КНС, приводятся в действие электродвигателями. Любое электрооборудование, используемое на нефтепромысле представляет опасность и при неосторожном обращении с ним, может послужить причиной несчастного случая. Таким образом можно

выделить следующие факторы, приводящие к поражению электрическим током на нефтепромысле:

- большое число электрокабелей, питающих установки и проходящих
- под токопроводящим полом;
- наличие неисправных сварочных аппаратов;
- металлические элементы пола, кронбалка, наземные кабельные линии могут образовать замкнутую цепь, - «прошив» в каком-либо участке может создать опасность в любом месте цеха.

Для защиты от электрического тока на объектах Крапивинского месторождения проводятся следующие технические защитные меры:

- электрическое разделение сети при помощи разделяющих трансформаторов, на отдельные не связанные между собой участки;
- осмотр и ремонт поврежденной изоляции;
- зануление, согласно ПУЭ, корпусов электроприводов, трансформаторов, сварочных аппаратов, светильников, распределительных щитков, шкафов электроуправления (отключение повреждённого участка);
- обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением, от случайного прикосновения, путем их изоляции и расположения их на недоступной высоте;
- применение малого напряжения при работе с переносным ручным электроинструментом;
- защитное отключение, позволяющая в случае замыкания или не исправности какого-либо оборудования предотвратить несчастный случай;
- двойная изоляция, создающая дополнительную защиту при нарушении первичной изоляции

Условия труда соответствуют условиям электробезопасности (СОУТ)

Обеспечение взрыво- и пожаробезопасности производства

Большую опасность представляют аппараты, емкости и резервуары с ЛВКИ, т.к. очень часто они не бывают заполнены до предела.

Большинство объектов нефтяной отрасли характеризуются высокой пожароопасностью. Так как добытая на дневную поверхность нефть – легковоспламеняющаяся жидкость, то и требования к объектам технологии повышенные.

АГЗУ относится к взрывоопасной зоне В-1а, поэтому категория помещения будет А (согласно НПБ 105-95). Устье скважины относится к категории В-1г.

Порядок перемещения всех видов транспортных средств на площадке куста устанавливается руководителем работ. На территорию куста должно быть два въезда.

Согласно "Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности", на кусте добывающих скважин возле АГЗУ "Спутник" должен находиться противопожарный инвентарь в количестве:

- огнетушители пенные – 4 шт (ОВП-10).;
- ящик с песком вместимостью 1,0 м³ – 1 шт., 3,0 м³ – 2 шт.;
- лопаты – 4 шт.;
- ломы – 4 шт.;
- топоры – 4 шт.;
- багры – 4 шт.;
- вёдра пожарные – 4 шт.

Одной из причин возникновения пожаров является несоблюдение ТБ при ремонте скважин. Пожар может возникнуть и при возгорании газа, при его утечке через негерметичные фланцевые соединения.

Этому моменту необходимо уделять особое внимание, в закрытых помещениях применять вентиляцию, необходимо иметь молниеотводы, вести контроль за температурой нагрева поверхности оборудования, применять не искрящиеся инструменты и электрооборудования соответствующего классу пожароопасных и взрывоопасных зон.

Движущиеся механизмы производственного оборудования

При работе в полевых условиях используются движущиеся механизмы, а также оборудование, которое имеет острые кромки. Скважины будут буриться вращательным способом. Основным документом, регламентирующим работу с производственным оборудованием, является ГОСТ 12.2.003-91.

Согласно ГОСТ 12.2.061-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-76 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета. Вращающиеся части, и механизмы оборудуются кожухами и ограждениями. Своевременно производится диагностика оборудования, техническое обслуживание и ремонт. Средство индивидуальной защиты: каска, которая выдается каждому члену бригады согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и

чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91.

5.3 Экологическая безопасность

Контроль состояния и предупреждение загрязнения атмосферного воздуха

В районе севера Томской области атмосферный воздух загрязняется такими вредными веществами как окислы азота и окись углерода, которые содержатся в продуктах сгорания природного газа. Окись азота и окислы углерода выбрасываются в атмосферу также с продуктами сжигания природного газа при продувке шлейфов, отработке скважин.

Следующим по значимости источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

Основные мероприятия, по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- контроль на дымность выхлопных газов автотранспорта;
- контроль технологических печей и дымовых газов котельных;
- закачка промстоков в поглощающие горизонты для утилизации.

Контроль состояния и предупреждение загрязнения водных объектов

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

В связи с ограниченной способностью водоемов Крайнего Севера к самоочищению, обусловленной низкими температурами и коротким летом, практически все хозяйственно-бытовые стоки в ООО "Газпромнефть-Восток" подвергаются биологической очистке до нормативных требований на канализационно-очистных сооружениях (КОСах). Промышленные стоки, содержащие значительные количества загрязняющих веществ, не поддающихся эффективной очистке, утилизируются закачкой в пласт, а в аварийных случаях сжигаются на горизонтальных факельных установках.

Предупреждение загрязнения почв

В условиях Севера почвы способны аккумулировать загрязняющие вещества. Это ведет к загрязнению поверхностных вод.

Следующие мероприятия осуществляются с целью предотвращения загрязнения почв:

- проводится биологическая рекультивация нарушенных земель посевом универсальной травосмеси;
- только на специальных полигонах производится утилизация строительных отходов и захоронение твердых бытовых отходов;
- хранение, метанола, горюче-смазочных материалов, диэтиленгликоля
- производится в установленных на бетонированных площадках емкостях с надежной обваловкой и гидроизоляцией;
- только в зимний период разрешается передвижение тяжелой техники.
-

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

В условиях ООО «Газпромнефть-Восток» возможно возникновение следующих видов ЧС:

- техногенного характера;
- природного характера;
- военно-политического характера.
-

Чрезвычайные ситуации техногенного характера.

Возгорание, применяемых в процессе добычи и подготовки газа пролитой горючей жидкости (метанола, диэтиленгликоля и других химреагентов). Возгорание в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах горючих жидкостей. Пожары в результате неконтролируемого фонтанирования на скважинах. Пожары газо- и конденсатопроводов в результате разгерметизации.

Сильные взрывы при утечках на скважинах скопившегося газа и легких фракций конденсата на пункте подготовки газа из технологических резервуаров. Также возможны взрывы веществ, применяемых при перфорации и в других процессах, на складах.

Возможно загрязнение окружающей среды разливами большого количества сточных вод, которые отличаются высокой минерализацией и коррозирующей способностью, а также часто содержанием различных реагентов.

Также большую опасность представляют аварии на скважинах с неконтролируемым фонтанированием. В результате фонтанирования возможны масштабные выбросы газа, минерализованных вод, наносящие огромный ущерб сельскохозяйственным землям, лесам и животному миру.

Чрезвычайные ситуации природного характера

Крапивинское нефтяное месторождение находится в Томской и Омской областях. Зима в этом районе суровая, температура воздуха часто опускается ниже минус 40⁰С. Лето не очень жаркое и не холодное, температура не превышает 30⁰С. Редко отмечаются случаи нанесения ущерба от воздействия сильных ветров или ураганов.

Возможно возникновение лесных и торфяниковых пожаров в условиях засушливого лета, но такие случаи происходят крайне редко. Возможно подтопление части технологических площадок газовых промыслов в период весеннего таяния снегов и половодья рек.

Чрезвычайные ситуации военно-политического характера

Район не характеризуется опасностью возникновения ведения военных действий и вооруженных конфликтов. Район достаточно благополучен в социально-политическом плане и не характеризуется возникновением массовых беспорядков и волнений. Также район, с точки зрения применения оружия массового поражения, не опасен из-за удаленности от государственных границ Российской Федерации.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- осуществление комплекса профилактических мероприятий по предотвращению возникновения и снижению ущерба от ЧС;
- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При написании ВКР был рассмотрен ряд вопросов, таких как:

- Анализ геологического строения и нефтегазоносность продуктивного горизонта Ю₁ Крапивинского нефтяного месторождения – залежи горизонта Ю₁ представляется как пластово-сводовые, литологически и тектонически экранированные;
- Изучение литолого-фациальных характеристик исследуемой залежи: в фациальном отношении, изучаемый объект относится в морским мелководным фациям;
- Оценка фильтрационно-ёмкостных параметров изучаемого объекта – Южная залежь обладает низкой проницаемостью (до 10мД) и высокой фильтрационной изменчивостью;
- Выявление наиболее перспективной системы разработки Южной залежи Крапивинского месторождения – предложена однорядная система разработки Южной залежи, как наиболее перспективная с точки зрения выработки запасов.

Для того чтобы обосновать необходимость смены системы разработки были максимально освещены вопросы, связанные с фильтрационной неоднородностью и её направленностью по площади и по разрезу.

Для трансформации системы ППД в однорядную, на 01.01.2015 г., 34 добывающие скважины были переведены в нагнетательный фонд. На сегодняшний день - отмечается рост пластового давления по Южной залежи Томского участка в результате увеличения уровней закачки с середины 2014 года. После перевода целевых скважин в ППД, на скважинах окружения наблюдается рост дебитов нефти и жидкости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юра / Под ред. Б.Н. Шурыгина. - Новосибирск: Изд-во СО РАН филиал «ГЕО», 2000. - 480 с.
2. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, 2004.
3. Стратиграфический словарь СССР. Триас, юра, мел. - Л.: Недра, 1979.
4. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, Ф.К. Салманов и др. – М.: Недра, 1975. – 678 с.
5. Сурков В.С. Тектоника юго-восточной части Западно-Сибирской низменности по геофизическим данным.- В кн.: Тектоника Сибири. Новосибирск, 1962, т.1, с.123-129.
6. Конторович, В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В.А. Конторович. - Новосибирск: Издательство СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. – 253 с.
7. ГОСТ 2761-84 «Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения».
8. Кравченко Г.Г. Модель формирования продуктивных пластов горизонта Ю1 Крапивинского месторождения нефти (юго-восток Западной Сибири), 2010.
- 9.Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий : учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. Библиогр.:с.364365.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>
- 10.Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред.проф.В.Ф. Панина.М.:Изд.Дом«Ноосфера»,2000.284 с.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>
- 11.Жуков, Виктор Ильич. Защита и безопасность в чрезвычайных ситуациях : учебное пособие / В. И. Жуков, Л. Н. Горбунова; Сибирский федеральный университет (СФУ). — Москва; Красноярск: Инфра-М Изд-во СФУ, 2014. — 392 с.: ил. — Высшее образование. Бакалавриат. — Библиогр.: с. 384387.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C282931>
12. ГОСТ 10700-97 «Макулатура бумажная и картонная. Технические условия». – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003.
13. ГОСТ Р 55090-2012. Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Рекомендации по утилизации отходов бумаги. – М.: Стандартинформ, 2019.
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. "НЦ ЭНАС", М., 2005 (621.3, П-683).

