

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Геологическое обоснование разработки аллювиального природного резервуара (на примере Майского нефтяного месторождения)

УДК 553.982-0.47.58(571.16)

Студент

Группа	ФНО	Подпись	Дата
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич		21.06.2021

Руководитель

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		21.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		21.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		21.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		21.06.2021

Томск – 2021 г.

**Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

5.2. Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
-----------------------	--------------------------------	-----------------------------------

Применение фундаментальных знаний	ОПК-1. Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий
		И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения
		И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты
		И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе
		И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
		И.ОПК(У)-5.2. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии
		И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: Научно-исследовательский				
19. Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	1. Осуществление научных исследований в области профессиональной деятельности	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235);</i> <i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i>	ПК -1. Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методики и средств решения задачи, проводить патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга	И.ПК-1.1. Анализирует и обобщает научно-техническую информацию по теме исследования, осуществляет выбор методики и средств решения задачи, проводит патентные исследования в выбранной области нефтегазового инжиниринга
			ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<p>19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656)</i> <i>ОТФ. Код В. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411).</i> <i>ОТФ. Код С. Организация процесса исследований физических свойств керна материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных</i></p>	<p>ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов</p> <p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств керна материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>	<p>И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов</p> <p>И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств керна материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p>
	3. Осуществление технического руководства по выполнению научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, разработки комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ и непосредственное участие в их выполнении	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411)</i> <i>ТФ. Код С.01.7. Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств керна материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</i> <i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 февраля 2014 г. N 86н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 21 марта 2014 г., регистрационный №31696)</i> <i>ОТФ. Код D. Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ</i> <i>ТФ. Код. D/01/7. Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации</i></p>	<p>ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств керна материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных</p> <p>ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>	<p>И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств керна материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств керна материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных</p> <p>И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации</p>
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
19 «Добыча, переработка,	Осуществление контроля, технического	<i>Профессиональный стандарт «Специалист</i>	ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о	И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства	<i>по добыче нефти, газа и газового конденсата</i> », утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) <i>ОТФ. Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья</i> <i>ОТФ. Код E. Руководство работами по добыче углеводородного сырья</i>	работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге	оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли		ПК-7. Способен контролировать выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата	И.ПК-7.1. Контролирует выполнение требований и регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
			ПК-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.П-5.1. Участвует в управлении технологическими комплексами, принимает решения в условиях неопределенности
Тип задач профессиональной деятельности: Организационно-управленческий				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление маркетинговых исследований, проведение технико-экономического обоснования инновационных решений в профессиональной деятельности, управление коллективом, руководство производственной деятельностью подразделения	<i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235) <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i>	ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования	И.ПК-6.1. Осуществляет руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга
				ПК-8. Способен подготавливать предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла
		<i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</i> , утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10 марта 2015 г. N 151н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 31 марта 2015 г., регистрационный №36656) <i>ОТФ. Код B. Организация геолого-промысловых работ</i> <i>ТФ. Код B/02.7. Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла</i>		И.ПК-8.1. Подготавливает предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами</p>	<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 03 сентября 2018г. № 574н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2018 г., регистрационный №52235)</i> <i>ТФ. Код E/01.7. Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья</i></p>	<p>ПК-6. Способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений нефтегазового инжиниринга, применять полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применять методику проектирования</p>	<p>И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования</p>
		<p><i>Профессиональный стандарт «Специалист по обработке и интерпретации скважинных геофизических данных», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 28 декабря 2015 г. N 1166н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 29 июня 2017 г., регистрационный №47457).</i> <i>ОТФ. Код D. Управление процессом обработки и интерпретации полученных скважинных геофизических данных</i></p>	<p>ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</p>	<p>И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>
		<p><i>ТФ. Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i></p>		<p>И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных</p>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) 15.03.21 О.С. Чернова
 (Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме: Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич

Тема работы:

«Геологическое обоснование разработки аллювиального природного резервуара (на примере Майского нефтяного месторождения)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№61-6/с от 02.03.2021г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2021г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Значения геофизических исследований скважины, гидродинамические исследования, инклинометрия скважины, литология, структурная карта толщ, описание керна
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1 Введение 2 Геологические особенности аллювиальных природных резервуаров 3 Геологическая характеристика объекта исследования <ol style="list-style-type: none"> 3.1 Построение геологической модели 3.2 Построение гидродинамической модели 4 Технология выбора рационального варианта добычи пластов Ю₁₄₋₁₅ на месторождении 5 Экономическая обусловленность выбора оптимального

	<p>варианта разработки пластов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>6 Социальная ответственность</p> <p>7 Охрана окружающей среды и недр</p> <p>Заключение</p>
Перечень графических материалов	<p>Стратиграфический разрез речной системы</p> <p>Сводная фациальная модель нижнего пресноводного Моласса</p> <p>Пример аллювиальных отложений в пласте Ю₁₄₋₁₅</p> <p>Обзорная карта месторождения</p> <p>Анализ керновых значений для разведочной скважины М-392</p> <p>Пример прогнозной седиментационной модели разветвлённого типа река</p> <p>Карта залегания глубин глини тогурской свиты</p> <p>Тектоническая схема фундамента Западно-Сибирской плиты (Фрагмент)</p> <p>Структурная карта проницаемости пласта Ю₁₄₋₁₅</p> <p>График Отношение Проницаемости-пористости Ю₁₄₋₁₅</p> <p>Кривые каталитического давления через J-функцию</p> <p>Зависимость вязких проницаемостей для пласта Ю₁₄₋₁₅</p> <p>График отношения водонасыщенности к абсолютной проницаемости Ю₁₄₋₁₅</p> <p>Кривая каталитического давления Ю₁₄₋₁₅</p> <p>ОФП Вода-Нефть модель</p> <p>Геологическая модель пласта Ю₁₄₋₁₅</p> <p>График распределения геологических запасов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>2D модель распределение проницаемости для пластов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>2D модель распределение водонасыщенности для пластов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>Гидродинамическая модель пластов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>Сравнительная таблица по коэффициентам извлечения нефти для 4 вариантов.</p> <p>Дебиты на прогнозируемые варианты разработки пластов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>Добыча по вариантам разработки для пластов Ю₁₄₋₁₅</p> <p>График обводнённости скважин для вариантов разработки</p> <p>Проектная расстановка скважин лучшего варианта разработки.</p> <p>Проектная расстановка скважин лучшего варианта разработки.</p> <p>Проектная расстановка скважин лучшего варианта разработки к концу прогноза.</p> <p>Технологические параметры применения механизированных способов добычи нефти</p> <p>Сводная таблица экономической оценки по вариантам разработки.</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Работ	Консультант


«Социальная ответственность»	Белозеров В.Б., профессор, д.г.-м.н.
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: / <i>Аллювиальные / Geological justification of the development of fluvial deposits</i>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021г.
--	--------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич		15.03.21

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: магистратура
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)
 Форма представления работы:

Магистерская диссертация


КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 14.06.2021 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Минимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	Геологические особенности аллювиальных природных резервуаров	10
05.04.2021	Раздел на английском языке: Geological justification of the development of fluvial deposits	10
10.04.2021	Геологическая характеристика объекта исследования пластов Ю ₁₄₋₁₅	15
21.04.2021	Построение геолого-гидродинамической модели пластов Ю ₁₄₋₁₅	20
05.05.2021	Технология выбора рационального варианта добычи пластов Ю ₁₄₋₁₅ на Майском месторождении	20
15.05.2021	Экономическая обусловленность выбора оптимального варианта разработки пластов Ю ₁₄₋₁₅ .	15
18.05.2021	Социальная ответственность, охрана окружающей среды и недр	10


СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова Оксана Сергеевна	д.г.-м.н.		15.03.21

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.21

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич

Инженерный факультет	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое


Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально-технические затраты, выраженные в виде капитальных и операционных затрат на разработку месторождения
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы расходования ресурсов выражены в капитальных затратах на единицу оборудования и операционных затратах, пересчитанных на количество расходovanного ресурса
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка дисконтирования принимается равной 15%, налог на добавленную стоимость (НДС), налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономических показателей разработки месторождения на основе анизотропной гидродинамической модели
2. Разработка устава научно-технического проекта	Методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиционных проектов
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Риски, связанные с инвестиционными проектами, выражаются в величине ставки дисконтирования, расчете покупательской способности и вычислению амортизационных затрат
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение экономической эффективности от реализации проекта производится на основании сравнения со схожими проектами в области добычи полезных ископаемых


Перечень графического материала (с перечнем указанных обязательных чертежей):
1. Сводная таблица экономической оценки по вариантам разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021 г.
--	---------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич		15.03.21

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Будасв Максим Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • вредных проявлений факторов производственной среды (метеусловия, вредные вещества, освещение, шум), • вибрации, электромагнитные поля, ионизирующее излучения и т.д.) • опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) • чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>Загазованность и загрязненность воздуха рабочей зоны, Неудовлетворительные метеорологические условия, Допустимые микроклиматические условия, Повышенный уровень шума при подготовке нефти, Неудовлетворительная освещенность, Электроопасность при подготовке нефти, Пожарная и взрывная безопасность, Давление в системах работающих механизмов, аварии в результате выхода из строя запорно-регулирующей и предохранительной арматуры</p> <p>аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС</p> <p>аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выходящих линий и магистрального нефтепровода</p> <p>емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дымательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями.</p>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> • «Климатические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», • Вода СанПиН 2.1.4-1074-01 «Питьевая вода...», • ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ) • ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля • ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. • ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. • ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод • ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. • ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
<p>• Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p> <p>1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • физико-химическая природа вредности, её связь с 	<ul style="list-style-type: none"> • При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами

<p>разрабатываемой темой;</p> <ul style="list-style-type: none"> - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Статистические правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий. • Допустимые микроклиматические условия устанавливаются по критериям допустимого и функционального состояния человека. • Технологические процессы являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно участвующих в технологических процессах. • Согласно ГОСТ 12.0.003. -86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности.
<p>2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаро- и взрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<ul style="list-style-type: none"> • Двигатели машины и механизмы производственного оборудования • Давление (разрушение систем, работающих под давлением) • Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением) • Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. • Химические реагенты
<p>3 Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита санитарной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработка решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<ul style="list-style-type: none"> • Утилизация газа на стадии пробной эксплуатации месторождения будет составлять 60,0 % от ресурса. При использовании газодизельных установок для выработки электроэнергии утилизация газа будет составлять 88,7 %. Выработка электроэнергии предусматривается на дизель-генераторных установках ДГУ ИМВт «Ситтинглз» (4 рабочих, 1 - резервная). Дизельное топливо будет производиться на нефтеперерабатывающем заводе в блочно-модульном исполнении, полной заводской готовности производительностью 50 тонн дизельного топлива/сутки. В водоохраных зонах водных объектов запрещается: <ul style="list-style-type: none"> • - захоронение, складирование мусора, отходов производства и бытовых отходов; • - проведение без согласования с бассейновыми и другими территориальными органами управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов РФ работ по добыче полезных ископаемых и землеройных работ. • В целях исключения загрязнения водного ресурса

	<p>горизонта пресных вод при бурении артезианских в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глинистого порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1,0 x 1,0 x 0,1 м бетонруется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артезианских организуется зона санитарной охраны (ЗСО).</p>
<p>4 Защита в чрезвычайных ситуациях;</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> • аварии в результате выхода из строя заторно-регулирующей и предохранительной арматуры; • аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС; • аварии в результате разгерметизации (норыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода. Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения: • емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня; • технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления; • предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов; • технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси; • полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов; • монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»; • на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа. При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и заторной арматуры предусматривается постоянный контроль и ремонт согласно составленным графикам.


<p>5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<ul style="list-style-type: none"> • «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов, СНиП II-89-80» • «Генеральные планы промышленных предприятий», СН 467-74 • «Нормы отвода земель для автомобильных дорог», СН 465-74 • «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» и будут уточнены при разработке рабочего проекта. • Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны • Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» • ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Запущенный».
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021 г
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		15.03.21

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич		15.03.21

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа представлена на 134 страницах, 49 рисунков, 72 литературных источников.

Ключевые слова: АЛЛЮВИАЛЬНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ, ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ, МОДЕЛИРОВАНИЕ, ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОБУСЛОВЛЕННОСТЬ.

Объект исследования – ниже-среднеюрские отложения, развитые в пределах Нюрольской впадины (юго-восточная часть Томской области, Западная Сибирь)

Целью выпускной квалификационной работы являлся анализ аллювиальных отложений и рекомендация по их разработке, а также оптимизации процесса разработки пластов Ю₁₄₋₁₅ на Майском нефтяном месторождении с построением геологической и гидродинамической модели.

В процессе работы был сделан расчет и построение текстового и графического материала по тематике выпускной квалификационной работы, проанализированы литературные источники по тематике разработки аллювиальных отложений и проведен анализ исходной промысловой информации, построена геологическая и гидродинамическая модель участка месторождения. В результате исследования весь отобранный материал был переработан и подвергнут анализу, информация была представлена в текстовом, графоаналитическом и графическом исполнении. На основе гидродинамической модели участка месторождения оценена степень влияния низко-проницаемых аллювиальных пластов в процессе разработки и предложены рекомендации по оптимизации.

Область применения: Разработка аллювиального типа коллектора на примере Майского месторождения

Экономическая оценка работы заключается в обосновании варианта разработки с учетом коллектора аллювиального генезиса при вариации методов с помощью гидродинамической модели и оптимизации проекта разработки месторождения с целью минимизации затрат для прогнозной модели.

ОГЛАВЛЕНИЕ		Стр.
ВВЕДЕНИЕ		19
1. Геологические особенности аллювиальных природных резервуаров		21
1.1. Литературный обзор по проблеме разработки флювиального типа коллектора		21
1.2. Условия формирования речных отложений и их влияние на внутреннюю архитектуру резервуара		25
1.3. Геологические неопределенности в аллювиальных отложениях		27
1.4. Способы разработки терригенного коллектора, связанного с аллювиальными формациями		27
1.5. Разработка аллювиального резервуара на примере Мессояхского месторождения.....		30
2. Геологическая характеристика объекта исследования		33
2.1. Литостратиграфическая характеристика нижнесреднеюрских отложений Майского нефтяного месторождения		35
2.2. Тектонические особенности		38
2.3. Нефтегазоносность		40
2.4. Построение геологической модели		45
2.5. Построение гидродинамической модели		49
3. Технология выбора рационального варианта добычи пластов Ю ₁₄₋₁₅ на месторождении.....		52
3.1. Стратегия разработки Майского месторождения.....		52
3.1.1. Гидравлический разрыв пласта Ю ₁₄₋₁₅		53
3.1.2. Добавки поверхностно-активных веществ с их композициями..		57
3.1.3. Кислотная обработка призабойной зоны пласта		57
3.2. Выбор конструкция скважин.....		58
3.3. Профиль скважины.....		60
3.4. Выбор оптимального варианта разработки пластов Ю ₁₄₋₁₅		62
3.5. Сравнение вариантов поддержания пластового давления для пластов Ю ₁₄₋₁₅		68
3.6. Сравнительный анализ прогнозных вариантов.....		71
3.7. Выбор установки электроцентробежного насоса для заканчивания скважин на месторождении.....		75
4. Экономическая обусловленность выбора оптимального варианта разработки пластов Ю ₁₄₋₁₅		79
4.1. Эксплуатационные затраты на разработку пластов Ю ₁₄₋₁₅		81
5. Социальная ответственность, охрана окружающей среды и недр		85
5.1. Анализ опасных производственных факторов при разработке нефтяного месторождения		83
5.2. Экологическая безопасность нефтяного производства (на примере месторождения)		92

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
5.5. Охрана окружающей среды и недр	96
5.6. Охрана атмосферного воздуха	97
5.7. Охрана водной среды	101
5.8. Охрана земель, флоры и фауны	106
5.9. Охрана недр в процессе бурения.....	110
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	115
Приложение А. Geological justification of the development of fluvial deposits.....	122

ВВЕДЕНИЕ

Текущая стадия развития нефтегазовой индустрии характеризуется устойчивым снижением эффективности освоения месторождений углеводородов (УВ), имеющих длительную историю разработки. В последнее время широко вырос интерес к развитию и эффективности применения новых технологий, как увеличивающих экономических показателей, так и стабилизирующих поддержание добычи газа и нефти из сложно построенных в геологическом плане залежей.

Значительное количество разрабатываемых месторождений нефти и газа на территориях большинства нефтегазоносных провинций России характеризуются низкими показателями продуктивности пластов, высокой анизотропией свойств, выросшей долей трудно извлекаемых запасов, содержащих зачастую высоковязкие нефти, с высокой обводненностью продукции скважин. Количество скважин с обводненностью достигшей от 89-98%, при 98% по разным месторождениям достигает в общей сложности почти 70% в пределах большинства разрабатываемых месторождений.

Среди общего количества месторождений углеводородов (УВ) в отдельную группу можно выделить залежи, приуроченные к природным резервуарам флювиального генезиса. Алевроито-песчаные пласты-коллекторы характеризуются значительной латеральной и вертикальной неоднородностью, и соответственно высокой степенью анизотропии петрофизических параметров. Значительные вариации фациальных условий изначально затрудняют процесс корректного отображения геологических особенностей на этапе, как анализа входных данных, так и выбора дальнейшего алгоритма моделирования. Некорректно введенные параметры при гидродинамическом моделировании и подсчете запасов значительно влияют на добычу углеводородного сырья и в конечном итоге, на технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

Истощение запасов так называемого «терригенного» типа (запасы разрабатываются традиционными способами - с использованием регулярных

схем заводнения и без значительного повышения качества интенсификации притока или повышения нефтеотдачи) бросает вызов нефтедобывающим компаниям, в том числе в добыче из «плотных коллекторов».

Термин «плотные коллекторы» обычно используется для обозначения содержимого коллекторов в неоднородных по проницаемости залежах (с их чередованием), содержащих воду в поперечном разрезе, с газовой шапкой и т. д., И, тем не менее, большую долю из них составляет низкая проницаемость резервуара. Этот тип добычи пластов требует от нефтедобывающих предприятий применения дополнительных, часто нестандартных и, как правило, дорогостоящих решений для достижения прибыльного коэффициента извлечения нефти.

Все вышеперечисленные проблемы разработки характерны для залежей ниже-среднеюрского возраста, расположенных в Нюрольском осадочном бассейне (юго-восточная часть Западной Сибири).

Объектом исследования являлись аллювиальные коллекторы Майского нефтяного месторождения, продуктивные пласты которого (Ю₁₅-Ю₁₄) были сформированы в речной обстановке осадконакопления.

Целью работы являлось геологическое обоснование рациональной стратегии разработки залежи аллювиального генезиса, анализ аллювиальных отложений и рекомендация по их разработке, а также оптимизации процесса разработки пластов Ю₁₄₋₁₅ на Майском нефтяном месторождении.

1. Геологические особенности аллювиальных природных резервуаров

1.1. Литературный обзор по проблеме разработки флювиального типа коллектора

В последние десятилетия разработка и эксплуатация месторождений УВ традиционно ставит перед специалистами большинства нефтегазовых предприятий ряд важнейших задач, которые в первую очередь связаны с разбуриванием трудно извлекаемых запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых породах-коллекторах флювиального генезиса. В настоящий момент, на долю ловушек неантиклинального типа приходится около 15% от всех открытых залежей Западной Сибири. Ловушки литологического типа относятся к числу наиболее сложно построенных, требующих обоснования оптимального способа разработки.

Свойства аллювиального коллектора определяются его геометрическими пропорциями, размерами осадочных зерен, степенью их сортировки и окатанности и зависят в первую очередь от процесса переноса осадочных зерен, их осаждения на дне и последующих процессов переработки материала в диагенезе. В свою очередь эти факторы контролируются территориальным расположением и строением речной системы, генезисом, механизмом переноса, типом климата и тектонической активностью территории.

В качестве объекта исследования рассмотрены отложения речной системы меандрирующего типа, выполняющие наиболее опущенные в рельефе эрозионные формы и имеющие линзовидный характер, частично или полностью заключенные в пойменные отложения. Пористость и проницаемость пород-коллекторов, сформированных в подобных условиях, будут зависеть от степени осаждения и типа уплотнения и цементирования после осаждения осадочных зерен и могут сильно варьировать.

Для меандрирующих речных систем более эффективными оказываются горизонтальные скважины.

В отличие от значительного количества исследований, посвященных изучению русловых отложений, одиночные залежи, в виде русловых эрозионных врезов, гораздо реже являются предметом исследования нефтяников (Farrell 1987; Kraus 1987; Kraus and Bown 1988). Исключением из этого правила является изучение палеопочв, используемых в качестве литостратиграфических и временных маркеров, а также в качестве климатических индикаторов.

В первоначальной классификации архитектурных элементов аллювиальной системы (Miall, 1985) отложения внешней поймы, образованные за пределами основных речных каналов, можно разделить на три широких класса (Рисунок 1.1).

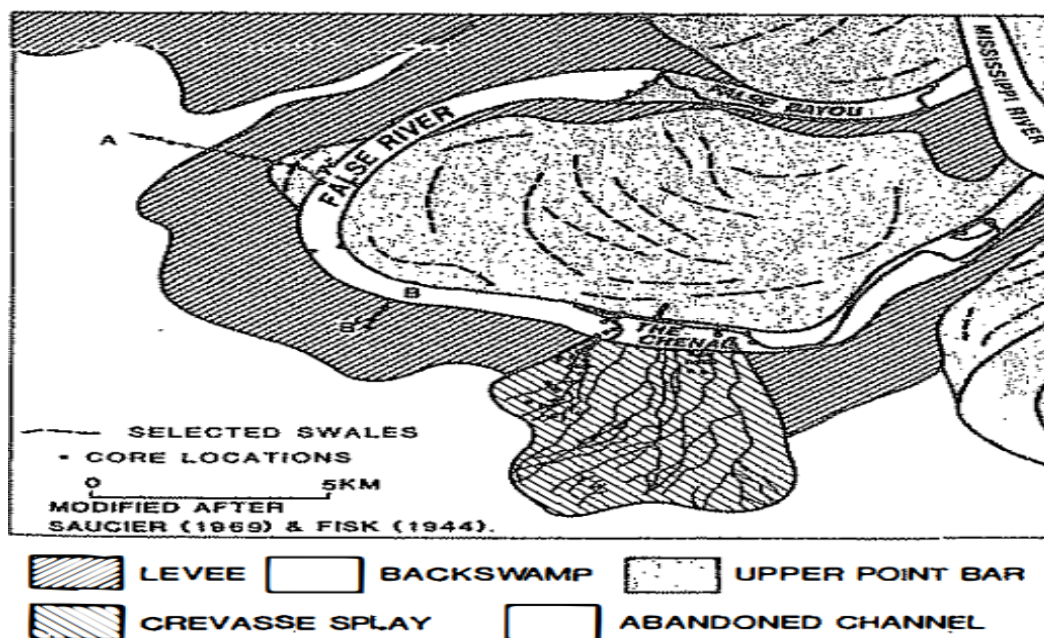


Рисунок 1.1 – Классификация отложения речной системы меандрирующего типа (Miall, 1985)

1. Относительно крупнозернистые отложения, образованные избыточным потоком нагрузки основного русла, составляющие отложения кревассовых глифов – плоских аллювиальных конусов выноса;
2. Мелкозернистые отложения, образующиеся в средах с низким энергопотреблением, включая эфемерные пластовые наводнения и более постоянные пойменные озера;

3. Биохимические отложения, образованные почвообразованием, испарением или органической деятельностью. Геоморфологи признают относительно простое подразделение пойменных форм рельефа и процессов.

Нансон и Кроук (1992) перечислили шесть процессов осадконакопления поймы. Четыре из них: 1) латеральная нарастание русловой меандровой отмели (бара); 2) нарастание баровой системы; 3) латеральная аккреция русла; 4) вертикальная аккреция относятся к русловому комплексу, хотя в течение последних двух процессов могут откладываться мелкозернистые осадки, которые можно спутать с пойменными отложениями небольших рек.

Другими процессами, приводящими к увеличению площади поймы являются прибереговая вертикальная аккреция и заболачивание заброшенных русел.

На Рисунке 1.2. приведен схематический разрез участком реки Миссисипи, а на Рисунке 1.3 – разрез, показывающий распределение и положение в разрезе основных структурных элементов, среди которых на долю пойменных отложений приходится около 10% от общего объема пород.

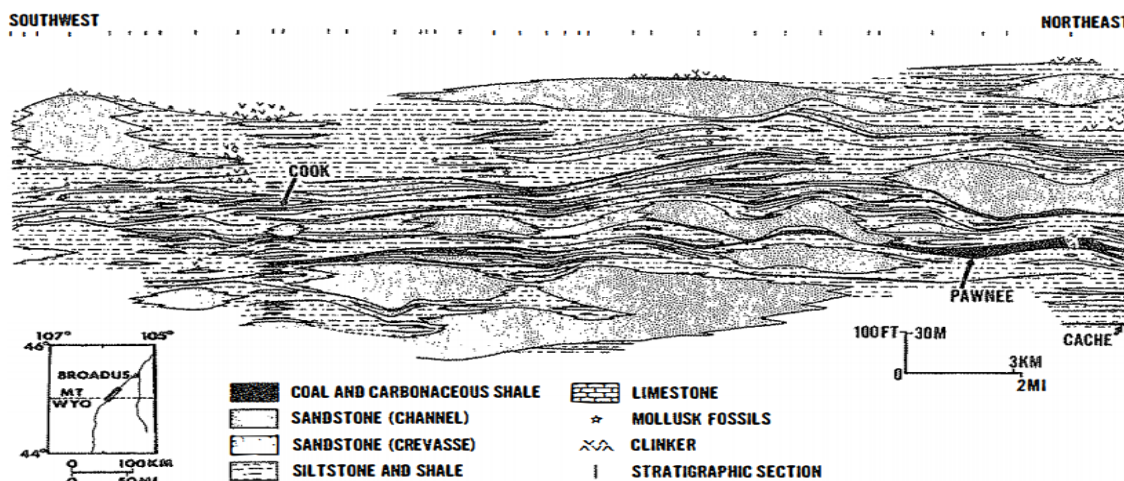


Рисунок 1.2 – Стратиграфический разрез речной системы осадконакопления

На Рисунке 1.3 представлен фрагмент стратиграфического разреза, показывающий архитектуру речной системы осадконакопления, состоящей из изолированных и многоруслых русловых песчаников и мощных береговых отмелей.

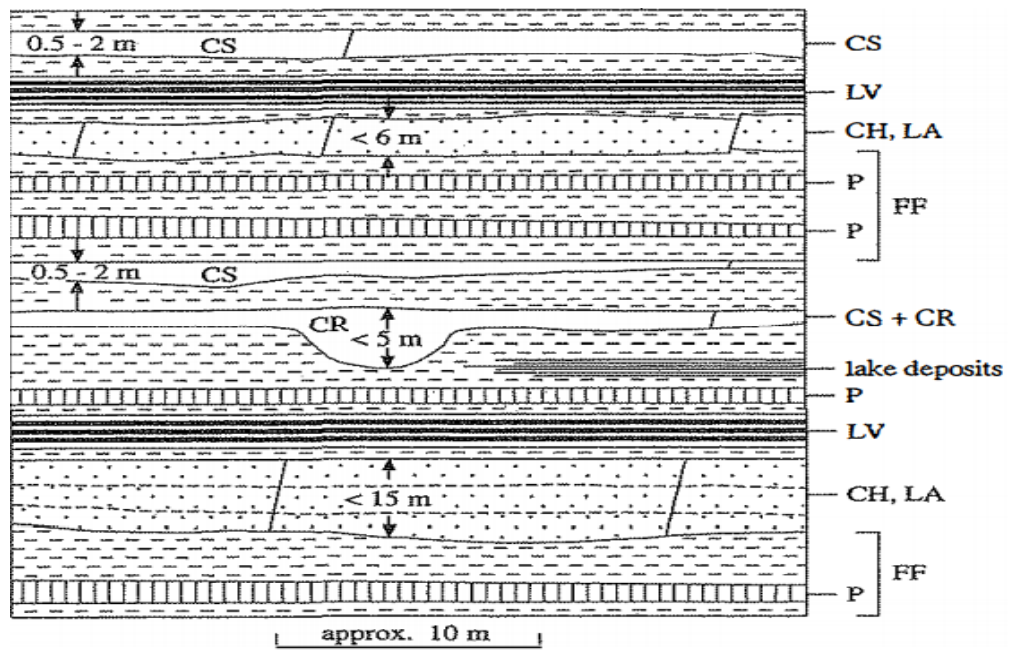


Рисунок 1.3 – Стратиграфическая модель архитектурных элементов пресноводной р. Моллас

Стратиграфическая модель архитектурных элементов нижнего пресноводного Моласса (миоцен) Швейцарии, показывающая толщину основных пластов песчаника. Наклонные линии - неопределенности. (Изменено из Platt and Keller 1992)

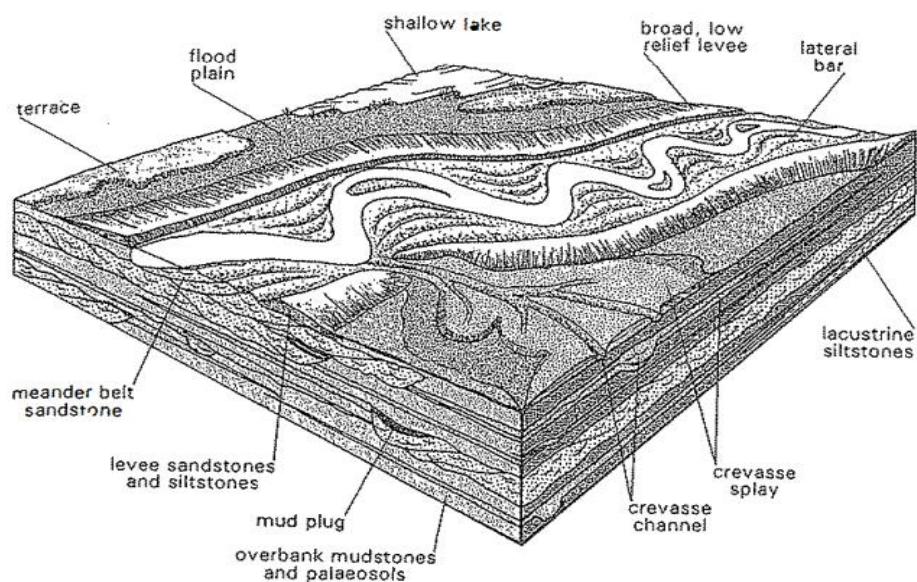


Рисунок 1.4 – Сводная фациальная модель р. Моласс

Стратиграфический разрез, показывающий архитектуру речной осадочной системы, состоящей из изолированных и многоэтажных русловых песчаников и мощных обломочных отложений.

Пойменные отложения являются особенно важными компонентами отложений рек, несущих тонкозернистые наносы, включая мелкозернистые извилистые реки и анастомозирующие реки. Это речные стили, для которых характерны широкие поймы. Они включают профиль и интерпретацию обнажения, которое обнажает пластинчатые тела трещинно-трещинного песчаника в третичной единице.

1.2 Условия формирования речных отложений и их влияние на внутреннюю архитектуру резервуара

Материал, отложенный реками, состоит из ила, песка, глины и гравия, а также большого количества органических веществ. Аллювиальные отложения обычно наиболее обширны в нижней части русла реки, образуя поймы и дельты, но они могут образовываться в любой точке, где река выходит за пределы своих берегов или где течение реки сдерживается. Пойменные отложения часто дают очень плодородные почвы, например, в дельтах рек Миссисипи, Нила, Ганга и Брахмапутры, а также рек Хуанг (Желтая).

Аллювиальные наносы образуются в результате переноса частиц, а также переработки обломочных материалов с помощью водных потоков разного гидра-геологических режимов и мощностей. Примерный состав аллювиальной толщи показан на Рисунке 1.5.



Рисунок 1.5 – Примерный состав аллювиальных отложений

Аллювиальный материал представлен гравийным, галечным, валуна образным материалом, а более мелкие песчаники, алевролиты, аргиллиты формируется с помощью выноса к устью рек или могут оседать в перемычках которые становятся барьером для горных долин. Отложения горных рек очень сложно определяемы, как в разрезах, так и в керне скважин из-за их масштабных проявлений.

Наиболее часто встречаются отложения речных террас. Обычно они мелко-, тонкозернистыми песчаниками и алевролитами, которые выносятся рекой вниз по течению во время паводковых периодов и откладываются в нижнем течении, как правило, в поймах, где скорость течения ограничена, и река не может их транспортировать далее по потоку. За счёт вертикальной аккреции происходит рост пойменной призмы. Большинство рек на Земной Шаре сформированы в четвертичный период. Их формирование связывают с

понижением уровня моря в последний ледниковый период, около 12 000 лет тому назад.

1.3. Геологические неопределенности в аллювиальных отложениях

Многие исследователи аллювиальных отложений выявили, что на совокупную добычу нефти влияют основные факторы, контролирующие архитектуру речных резервуаров, создаваемых извилистыми системами. Удельные толщины, коллектора и геометрические параметры каналов влияют на накопленную добычу более существенно, чем на извилистость меандрирующих рек. Поскольку ширина канала зависит от глубины канала, глубина является наиболее важным фактором.

Согласно результатам анализа глобальной чувствительности (Sensitivity analysis), оценка ширины речных каналов более важна, чем периодичность меандры. Отношение общей мощности нефтенасыщенного пласта к его эффективной мощности представляется удовлетворительным показателем для оценки производственного потенциала речных резервуаров, но, как показано здесь, этот показатель хорошо работает только для оценки производственного потенциала на уровне месторождения и неадекватен для оценки уровня добычи скважины.

Лучшим показателем для приблизительной оценки добычи нефти на уровне скважины является доля связанных песков с каждой скважиной, а не их доля в непосредственной близости от каждой скважины. Накопленная добыча нефти не коррелирует с NGR. Несмотря на то, что совокупная добыча нефти, по-видимому, в некоторой степени коррелирует со связностью песчаных тел, эта корреляция не кажется достаточно сильной для использования в качестве надежной оценки.

1.4. Способы разработки терригенного коллектора, связанного с аллювиальными формациями

Главным регионом добычи углеводородов по сей день остается Западная Сибирь, ловушками которой являются ловушки неактиклинального типа аллювиального происхождения, имеющие неоднородности со стороны литологии и фациального анализа. Для начала нужно выделить реперные горизонты, что является весьма время затратным занятием. Несмотря на это можно выделить реперные горизонты, которые регулируются относительно уровня моря, тектоники и климатических условий, называемые стратиграфическим несогласием.

Существуют допущения, которые относятся к формированию осадков и движения тектонических плит, происходившие на схожей скорости, то вероятнее всего моделирование влияния этих факторов на осадконакопление. Как говорилось ранее, существует регионально-глобальная и локальная группа факторов воздействия. Для регионально-глобальных обозначается участок полного цикла изменчивости относительно уровня моря, а для локальных принимаем ряд случайных чисел. Строятся кривые и потом суммируются локальные с региональными (Рисунок 1.6).

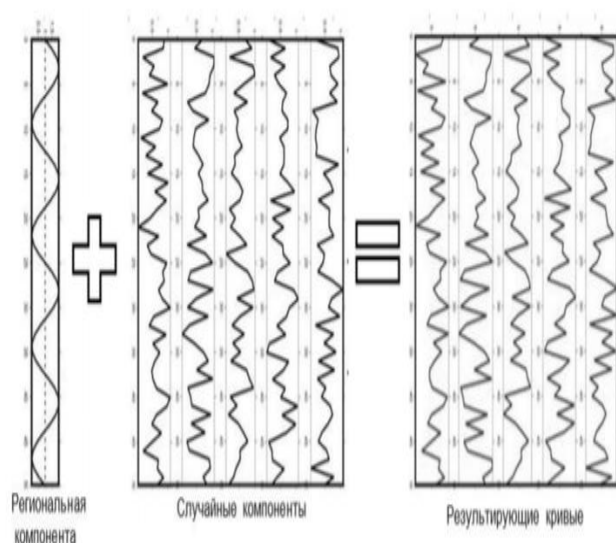


Рисунок 1.6 – Участок полного цикла изменчивости кривых относительно уровня моря

В результате будут отражаться только случайные переменные из-за их отличия в колебаниях кривых. Тогда мы берем суммирование случайных чисел для локального воздействия и делаем зависимость с региональным фактором воздействия. В результате мы получаем схожую форму кривой с Альфа ПС для отложений, сформировавшихся в континентальной обстановке (Рисунок 1.7).

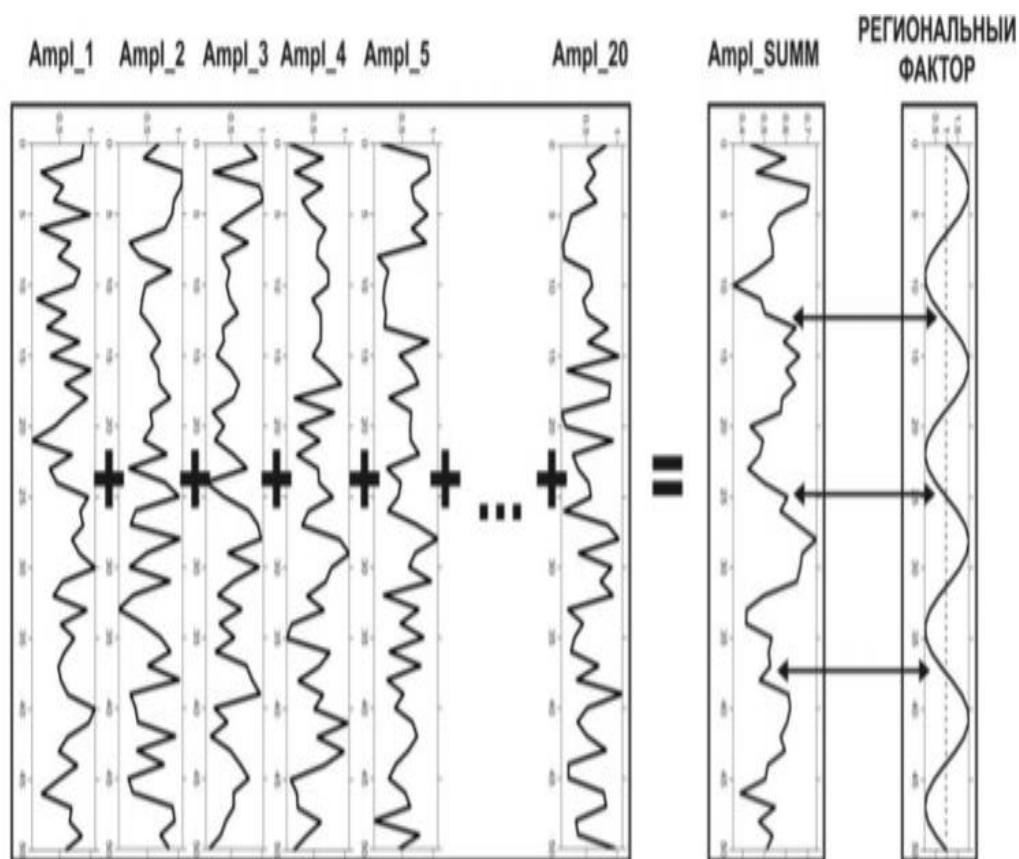


Рисунок 1.7 – Набор случайных чисел для кривых локальных факторов воздействия (Альфа ПС)

В результате по кривой Альфа ПС видна цикличность осадконакопления, где мы выделяем реперные горизонты по более резким изменениям кривой ГИС. С помощью данной методики мы можем построить карты пластов, распространения коллекторов и различных покрышек по разрезу.

1.5. Разработка аллювиального типа резервуара на примере Мессояхского месторождения

Первое из месторождений Мессояхской группы - Западно-Мессояхское месторождение - было открыто в 1983 году, второе - Восточно-Мессояхское - в 1990-х годах. Это самые северные месторождения суши, которые сейчас разрабатываются в России. Однако сложная геология в сочетании с отсутствием транспортной инфраструктуры означала, что освоение Мессояхи было отложено до второго десятилетия 21 века.

Активная работа и разработка этого актива начались после принятия решения о строительстве нефтепровода Заполяр-Пурпе, который воссоединяет месторождения, расположенные на северной части Тюменской области с конструкцией нефтепроводов Восточная Сибирь-Тихий океан. Лицензией на разведку и разработку Мессояхского месторождения владеет Мессояханефтегаз - совместное предприятие «Газпром нефти» и «Роснефти» которое находится в зависимости 50:50. Оперативное управление предприятием «Мессояханефтегаз» находится в ведении «Газпром нефти».

Добыча нефти на Восточно-Мессояхском месторождении - исходной точке разработки - осуществляется исключительно горизонтальными скважинами с горизонтальными участками в 1000 метров. Этого требует геология залежей, которая еще больше осложняется значительной газовой шапкой. Кроме того, нефтеносные породы, лежащие в разных слоях, разобщены и имеют различное происхождение.

Для увеличения добычи этих более сложных вышележащих слоев использовались «Фишбоны» - многоствольные колодцы, ведущие от основной горизонтальной скважины. Технологии бурения скважин, подходящие для такой разнообразной конфигурации, были протестированы и внедрены в 2017 году, наряду с операциями гидроразрыва пласта в нижележащих производственных объектах с аномально высоким пластовым давлением - все это привело к повышению нефтеотдачи (Рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Восточно-Мессояхское месторождение

Для транспортировки сырой нефти с месторождения в трубопроводную систему построен 98-километровый напорный трубопровод мощностью 8,5 млн тонн в год. Этот трубопровод спроектирован с учетом не только суровых климатических условий в регионе с зимними температурами на Гыданском полуострове, часто ниже -50°C , но и сложного ландшафта местности, а также воздействия проекта на коренное население и окружающую среду.

Трубопровод не пересекает пастбища местных оленей и места, священные для коренных народов. Построены специальные переходы, и там, где трубопровод пересекает большие реки Индикьяха и Мудуйяха, которые зимой пересекают мигрирующие стада оленей, а летом используются небольшие лодки, он проходит под землей. Это самые северные подводные переходы в России, построенные методом наклонно-направленного бурения.

При строительстве трубопровода для оптимизации надежности использовались передовые технологии - особенно автоматическая и полуавтоматическая сварка, применяемая компанией впервые, а также

трубопровод, оснащенный системами обнаружения утечек и защиты от коррозии после завершения.

Несмотря на высокую вязкость и более низкую пластовую температуру (около 8° С) этой нефти, на Мессояхском месторождении не потребовались специальные технологии добычи, переработки и транспортировки нефти, что значительно повысило жизнеспособность проекта.

Однако, чтобы избежать таяния вечной мерзлоты, которое может привести к субсидиям, оползням и, в конечном итоге, серьезным авариям, вся инфраструктура была построена над землей. Строительство только основных объектов - центрального пункта сбора (ЦПС), пункта приема-передачи сырой нефти (CODAP) и газотурбинной электростанции (ГТЭС) - потребовало доставки около 50 000 тонн фундаментных свай (свай) на объект. поле, над временными зимними ледяными дорогами.

Эти более высокие объемы добычи стали возможными благодаря использованию передовых производственных технологий при разработке трудноизвлекаемых запасов вязкой нефти, а также за счет высокотехнологичного бурения.

Операционный фонд «Мессояханефтегаза» увеличился до 115 скважин в 2020 году, большинство из которых построены по технологии «Fishbone» и имеют от четырех до восьми боковых стволов. Общий объем поставок в прошлом году составил более 500 000 единиц.

Бизнес продолжает расширять ресурсную базу и открывать глубокие горизонты добычи, компания начинает полномасштабную разработку ачимовских залежей, запасы которых оцениваются более чем в 111 млн тонн, в том числе 35 млрд тонн нефти. масло. Глубокие скважины, пробуренные в этих глубоководных пластах, дали добычу в пять-восемь раз выше, чем в среднем по этому активу. Сейсмические исследования на площади более 200 квадратных километров проводились в прошлом году в рамках развития ресурсной базы на лицензионных участках северной Мессояхи: ожидается, что сейморазведочные работы в этом году охватят площадь вдвое больше. .

Предприятие «Мессояханефтегаз» продолжит программу цифровизации добычи в течение 2021 года, а также продолжит повышать эффективность процессов, внедрять новые технологии для разработки трудноизвлекаемых запасов и наращивать эксплуатационное бурение, уделяя особое внимание доработке строительных решений для снижения мощности и окраинные зоны Восточно-Мессояхского месторождения для разработки.

Важной вехой в утилизации ПНГ станет ввод в эксплуатацию компрессорной станции мощностью 1,5 млрд кубометров в год на Восточно-Мессояхском месторождении, а также 47-километрового газопровода и подземного хранилища ПНГ. на соседнем Западно-Мессояхском месторождении.

2. Геологическая характеристика объекта исследования

Майское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в южной части Каргасокского района Томской области (Рисунок 2.1.). Рельеф местности – равнинный. Абсолютные отметки: максимальные – 138 м, минимальные – 93 м. Относительные превышения – 45 м. Залесенность площади составляет 91%. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами.



Рисунок 2.1 – Обзорная карта Майского месторождения

Гидрографическая сеть на площади работ сильно развита и представлена реками Васюган, Петряк, Чагва, Чижалка и Чузик с многочисленными их притоками. Реки имеют крутые, обрывистые берега, заросшие густым

кустарником. На исследуемой территории расположено большое количество мелких озёр. Толщина льда меняется от 0,5 до 1 м. Уровень грунтовых вод, по данным бурения взрывных скважин, находится на глубине от 7 до 25 м.

Климат континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким теплым летом. Предельные температуры колеблются от -50°C зимой до $+35^{\circ}\text{C}$ летом. Мощность снегового покрова достигает 1 метра.

Месторождение М находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, входящем в состав Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод «Игольское – Герасимовское – Лугинецкое – с. Парабель» (Рисунок 2.2.).

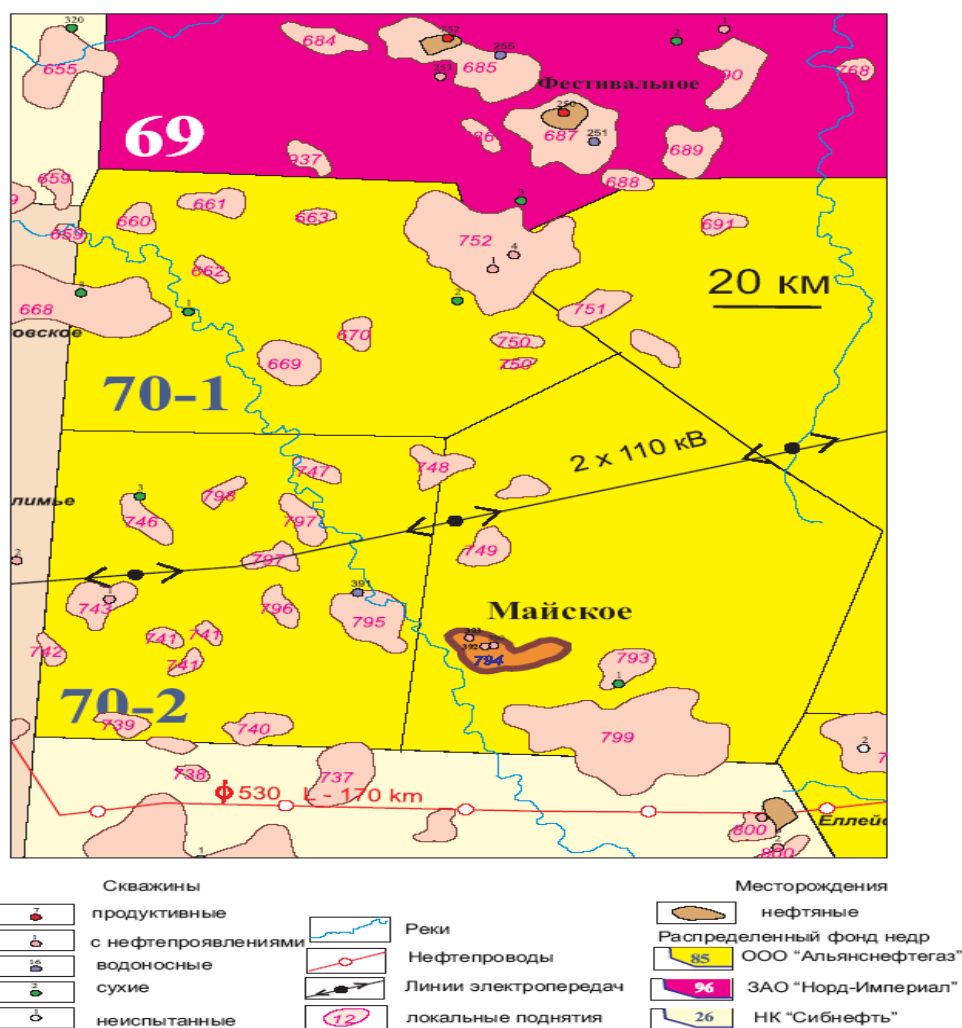


Рисунок 2.2 – Обзорная карта исследуемого района

1.1. Лито-стратиграфическая характеристика ниже-среднеюрских отложений Майского нефтяного месторождения

Вскрытый разрез нефтяного месторождения М представлен отложениями палеозойского фундамента и мезо-кайнозойского чехла. При расчленении разреза использованы реперные геолого-геофизические горизонты регионального и зонального уровня. Ниже приводится краткая стратиграфическая характеристика отложений, вскрытых в пределах рассматриваемой территории (снизу вверх).

Палеозойская эратема – PZ

Палеозойский фундамент представлен комплексом переслаивания карбонатных и глинисто-сланцевых пород и по возрасту охватывает временной интервал от позднего девона до раннего карбона (Рисунок 2.3.).

Мезозойская эратема – MZ

Мезозойско-кайнозойский осадочный комплекс представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. В настоящей работе приводится описание только объекта исследования – песчаных пластов Ю₁₅₋₁₄.

Юрская система - J

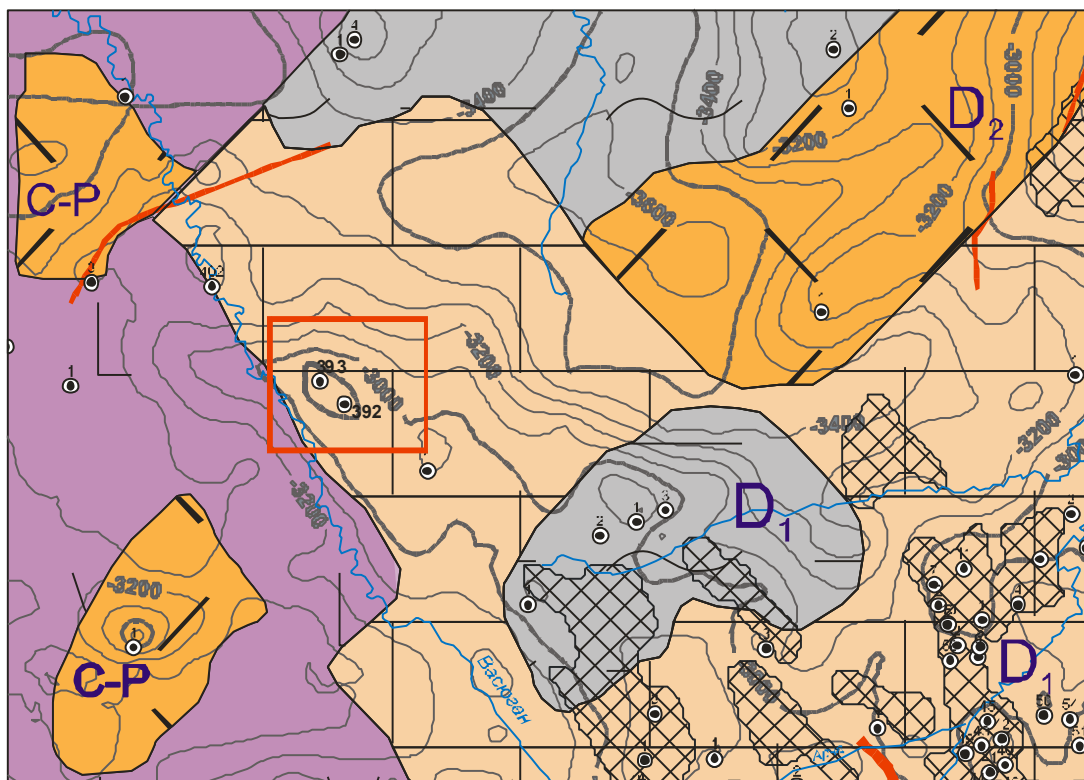
В разрезе юрской системы, с которым связана нефтеносность месторождения, принимают участие тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Ниже-средний отдел – J₁₋₂

Тюменская свита – J_{1-2tm} (тоар-аален-батский)

На рассматриваемой территории отложения нижней-средней юры выделяются в объеме тюменской свиты и на полную мощность вскрыты всеми разведочными скважинами. Тюменская свита литологически сложена неоднородной песчано-алевролитно-аргиллитовой толщей с прослоями углей и углистых аргиллитов, формировавшимися в континентальном режиме осадконакопления, и, как следствие, характеризуется литологической невыдержанностью, непостоянством толщин выделяемых песчаных пластов, что

затрудняет их корреляцию по площади. К одному из угольных пластов U_{10} приурочен локальный отражающий сейсмогоризонт Ia. Толщина отложений тюменской свиты в среднем составляет 300 м.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1		Терригенные		Разломы		Эффузивы среднего и основного состава (базальты, диабазы, долериты, спилиты, андезитовые порфириты)
2		Терригенно-карбонатные		Терригенно-карбонатные		зоны улучшенных коллекторов
3		Карбонаты		Скважины		изогипсы по отражающему горизонту Φ_2
4		Терригенно-вулканогенные		Карбонатные породы		Майская площадь
				Глинисто-кремнистые породы		

Рисунок 2.3. Выкопировка из карты вещественного состава фундамента (А.Э. Конторович, 2001 г.)

На основе расчленения тюменской свиты по комплексу угольных пластов и с учётом того, что глинистая пачка тогурской свиты скважинами не вскрыта, продуктивные пласты, выявленные в основании осадочного чехла (первый

нефтегазоносный объект), можно индексировать как Ю₁₄₋₁₅, относя их к осадкам верхнего тоара.

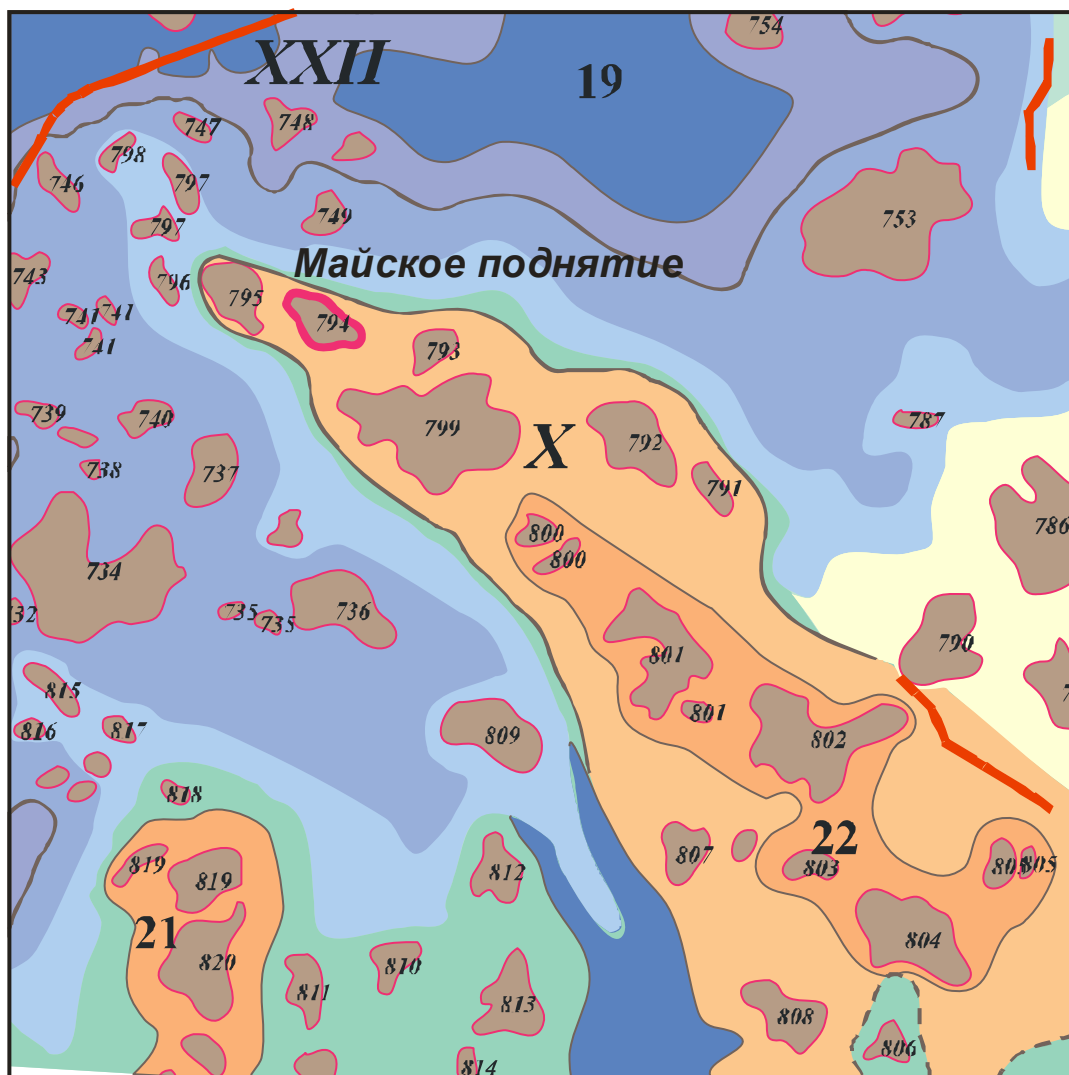
Пласты Ю₁₄₋₁₅ представлены песчаниками, гравелитами и конгломератами и распознаются по типичному уменьшению значений гамма-излучения. Прослой угля хорошо проглядываются по маленьким значениям гамма-каротажа и высоким показателям сопротивления, это дает увидеть хорошо просматриваемые угольные горизонты. Согласно структурно-текстурным особенностям формирование данных пластов происходило в аллювиальных условиях. Микроскопический и макроскопический анализ керновых данных пластов Ю₁₄₋₁₅ свидетельствует, что песчаные тела имеют следующие характеристики:

- 1) округлость зерна средняя и угловая.
- 2) сортировка от средне до хорошо сортированных песчаных тел, также крупнозернистые включения в нижних слоях поперечного сечения.
- 3) содержания полевого шпата, кварца, слюды и разных включений обломочных горных пород.
- 4) наличие плоскостной серии слоев.

Геологические особенности для продуктивных слоев Ю₁₄₋₁₅ указывают на обстановку где было много подвижности, характерной для меандрирующей речной обстановке.

2.2 Тектонические особенности

В тектоническом плане исследуемая территория расположена на северной периклинали Лавровского наклонного вала. Месторождение приурочено к Майскому локальному поднятию, входящему в состав группы пяти локальных поднятий осложняющих антиклинальную складку слегка вытянутую с северо-запада на юго-восток (Рисунок 2.4).



У С Л О В Н Ы Е О Б О З Н А Ч Е Н И Я




структуры III порядка		структуры II порядка	
	положительные		положительные
21	Зимнее куполовидное поднятие	X	Лавровский мезовал
22	Лавровский наклонный вал		отрицательные
	отрицательные	XXII	Центральнoнюрoльская мезовпадина
19	Тамратская впадина		разрывные нарушения, секции юрские отложения
структуры IV порядка			
	положительные		

Рисунок 2.4. Выкопировка из тектонической карты юрского структурного яруса юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (В.А. Конторович, 2001 г.)

По замыкающей сейсмоизогипсе регионального горизонта Па (2550 м) амплитуда поднятия составляет 43 м. Площадь структуры по замыкающей сейсмоизогипсе составляет 27 км².

По кровле пласта Ю₁₄₋₁₅, структурная основа которого построена конформно близлежащему отражающему горизонту Ia (кровля песчаного пласта Ю₁₀), размеры поднятия в пределах замыкающей изогипсы (2900 м) составляют 13,5 x 4 км при амплитуде 80 м.

2.3. Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность месторождения связана с песчаными отложениями пласта Ю₁₄₋₁₅ (аален) тюменской свиты, залегающими на поверхности палеозоя. Зернистость песчаных тел варьируется в пределах мелкозернистых до грубозернистых по керновым значениям с включениями галечников. Породы-коллекторы представлены песчаниками косослоистыми с включениями угля и растительного детрита. Нефть легкая (плотность 794,4 кг/м³), парафинистая (содержание парафинов 17,78%), не сернистая (S – 0%). Открытая промышленная залежь нефти по типу ловушки является пластовой сводовой. Размеры залежи – 5,3 × 2,1 км, амплитуда – 26 м.

Согласно лабораторным исследованиям для пласта Ю₁₄₋₁₅ среднее значения по проницаемости составляют 0.91 мД, коэффициент вариации 1.1, интервал изменения 0.08-5.87; для пористости – 10-14%, коэффициент вариации 0.1. Получена начальная нефтенасыщенность 0.54, коэффициент вариации 0.1, интервал изменения 0.45-0.66.

По данным геофизических исследований скважин для пласта среднее значение проницаемости составляет 2.5 мД, коэффициент вариации 1, интервал изменений 0.15-20.5. Получено сред значения для пористости 0.123, коэффициент вариации 0.1, интервал изменений 0.078-0.17. Получена начальная

нефтенасыщенность 0.66, коэффициент вариации 0.1, интервал изменения 0.36-0.84.

По данным гидродинамических исследований скважин для пласта Ю₁₄₋₁₅ исходя из 2 определений для проницаемости получено среднее значение 2.4 мД, коэффициент вариации 1.37, интервал изменений 0.08-4.72.

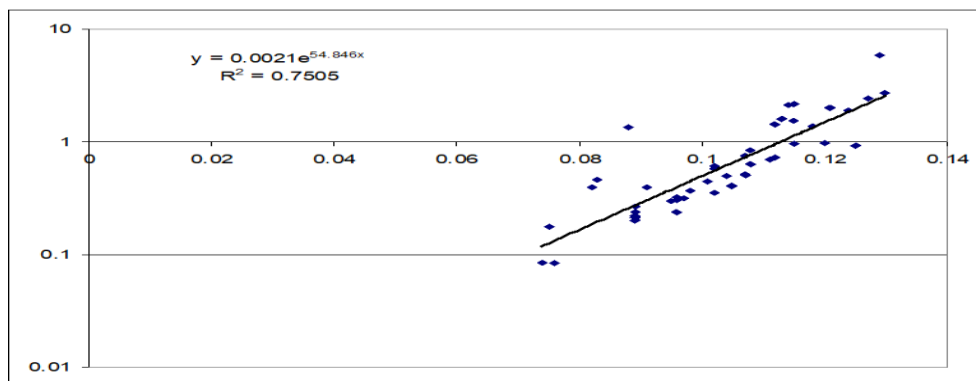


Рисунок 2.5 – Отношение проницаемости-пористости для пласта Ю14-15 (Критерия отсечения).

Для пласта Ю₁₄₋₁₅ было построено отношения проницаемости и пористости для продуктивного пласта Ю₁₄₋₁₅ по керновым значениям R²=0.7505. Тангенс угла 0.0021 и свободный коэффициент 54.846.

$$K_{пр} = 0.0021 \cdot e^{54.846 \cdot K_n} - \text{зависимость для пласта Ю}_{14-15}$$

Формула, полученная из зависимостей. Для определения водонасыщенности для пласта коллектора Ю₁₄₋₁₅ рассчитывали с помощью капиллярного давления через J-функцию исходя из 7 образцов для скважины М-392, S_w варьируется в пределах 0.403-0.548 долей единиц, при пористости по керну 0.116-0.14 долей единиц, а также проницаемости 0.3-4.2 мД (Таблица 2.1).

График капиллярного давления приведен на Рисунке 2.6, зависимость фазовых проницаемостей на Рисунке 2.7.

Таблица 2.1 – Значений капиллярного давления через J-функцию

№ образца	K _{по} , %	K _{пр} , мД	Давление вытеснения, МПа						
			0,014	0,028	0,055	0,103	0,207	0,414	0,621
1341-06//	12,1	0,7	0,973	0,970	0,920	0,724	0,594	0,511	0,490
1343-06//	13,6	1,6	0,975	0,970	0,810	0,656	0,542	0,462	0,441
1345-06//	13,9	4,1	0,971	0,941	0,711	0,602	0,501	0,419	0,403
1370-06//	12,8	0,3	0,972	0,970	0,966	0,838	0,667	0,562	0,542
1374-06//	11,6	0,3	0,973	0,971	0,967	0,867	0,685	0,566	0,548
1380-06//	12,8	1,1	0,978	0,974	0,891	0,696	0,574	0,479	0,460
1384а-06//	11,9	0,9	0,963	0,951	0,780	0,659	0,556	0,483	0,466

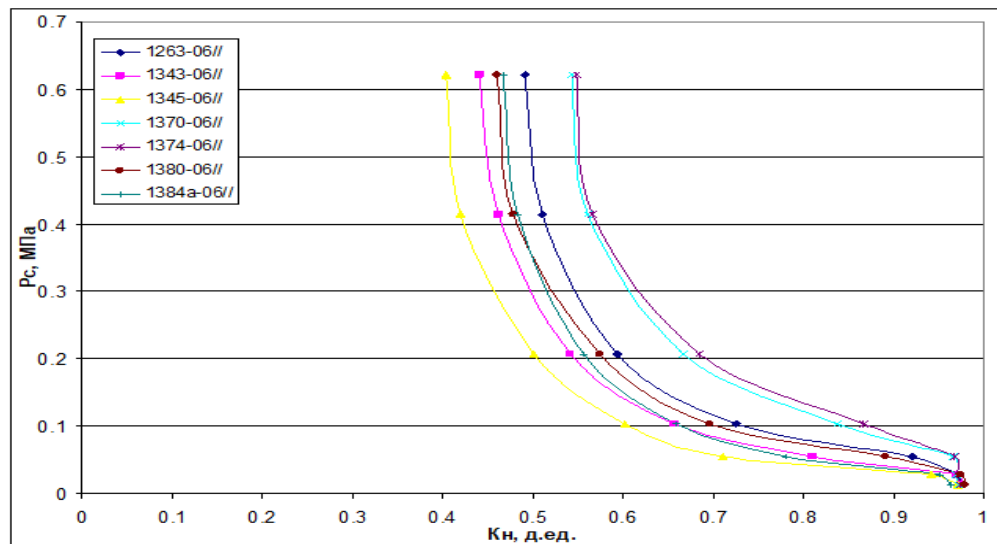


Рисунок 2.6 – График кривых капиллярного давления через J-функцию

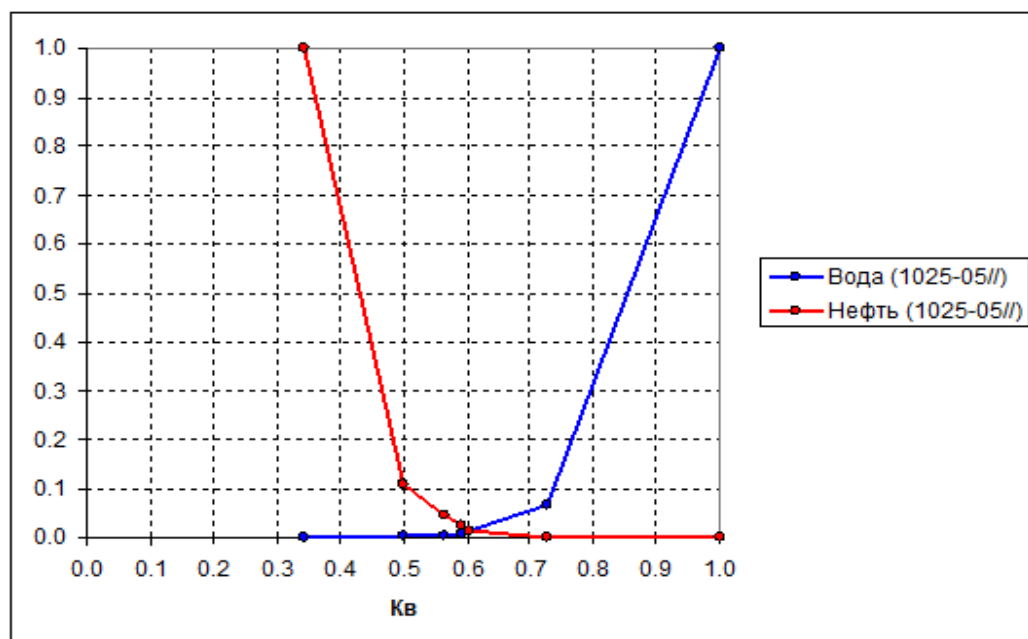


Рисунок 2.7 –Зависимость фазовых проницаемостей

Коэффициент вытеснения в среднем равен 0,5 д.ед. при пористости 0,134 д.ед. и проницаемости 9,9 мД, связанная вода равна 0.428, начальная нефтенасыщенность 0.572, агент который вытесняет нефть – вода, коэффициент вытеснения 0.5.

В результате были получены результаты по керну и построено отношение водонасыщенности к абсолютной проницаемости пласта Ю₁₄₋₁₅ (Рисунок 2.8).

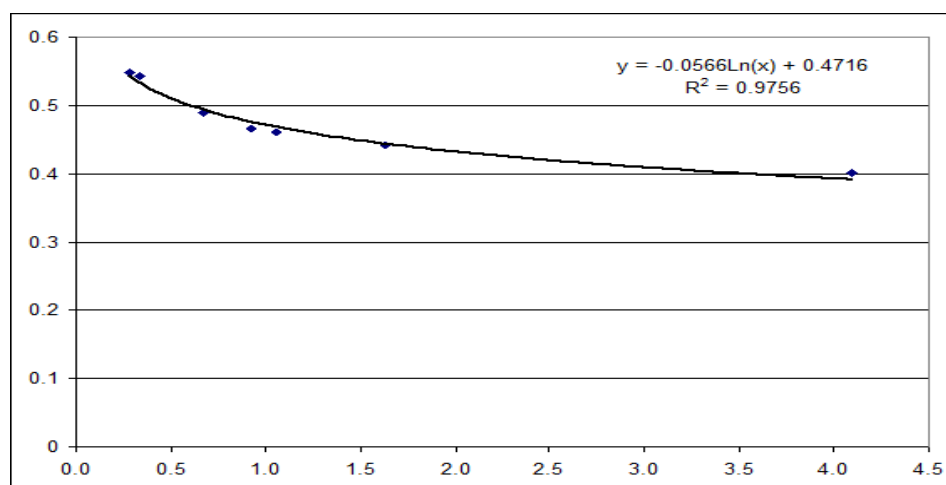


Рисунок 2.8 – График отношения водонасыщенности к абсолютной проницаемости Ю₁₄₋₁₅

Критические значения по пористости равны 0.122 д.ед. и проницаемости 0.78 мД.

Коэффициент пористости рассчитывался по акустическому и нейтронному каротажам. Для определения пористости по акустическому каротажу использовали формулу подсчета:

$$K_n = \frac{DT - DT_{ск}}{DT_{ж} - DT_{ск}} * C_p$$

, где значения означают

$DT_{ск}$ -это время распространения волны в скелете матрицы в мкс/м.

$DT_{ж}$ -это время распространения волны в жидкости в мкс/м.

DT -это показания в пласте в мкс/м.

C_p -это коэффициент коррекции.

-Для подсчета нейтронного-гамма каротажа использовалась формула:

$$\omega_{\Sigma} = \omega_n + \frac{НГК_n - НГК}{НГК_n - НГК_{гг}} \cdot (\omega_{гг} - \omega_n)$$

, где значения означают

ω_n -это водосодержания в опорном пласте которое определилось по логарифмической шкале, с помощью максимального значения в глинистом пласте, а для минимальных значений максимальное значения в песчанике.

$НГК_n$ - значения пласта карбонизированного песчаника.

$\omega_{гг}$ - это водосодержания в глинистом пласте в у.е.

$НГК_{гг}$ - это значения $НГК$ глинистого пласт в д.ед.

$НГК$ это показания в пласту.

-Для подсчёта коэффициента пористости использовалась формула:

$$K_n = \omega_{\Sigma} - \omega_{св} \cdot K_{гг}$$

, где значения означают

$\omega_{св}$ - это водосодержание связанной воды равное 0.35.

$K_{гг}$ - это объёмная глинистость в долях единиц.

Для построения геологической модели берется пористость по нейтронному, она нормально бьется с керновыми значениями.

-Для определения глинистости использовалась формула Steiber:

$$K_{ст} = \frac{0.5 \cdot (1 - \alpha_{nc})}{1.5 - (1 - \alpha_{nc})}$$

2.4 Построение геологической модели

Геологическая модель пласта Ю₁₄₋₁₅ была построена с использованием программного обеспечения «Petrel Software». Петрофизические вычисления и построение планшета каротажей было сделано с помощью программного обеспечения «Techlog», с помощью данной программы были построены корреляции открытой пористости по керну и эффективной, так для проницаемости и остаточной водонасыщенности с помощью разведочной скважины М-392.

Модель строилась на основании её неоднородности, в следствии чего для горизонтальных ячеек было принято взять величины 50 x 50 м, в общем число ячеек составило 64 851. Исходя из неоднородности продуктивный пласт был разделен на 26 пропластков, в результате общее количество ячеек составило 240 x 260 x 26, это 1 622 400 ячеек соответственно.

Критерия отсечения производилась по данным геофизических исследований скважин, таких как кривых ГИС, пористость, проницаемость. В результате были получены данные по насыщению ячеек, где присутствовали песчаники (коллектор) и глины (не коллектор) (Рисунок 2.9).

Коллектор	Ранг(основной)	Перпендик. К рангу	Вертикальный Ранг	Азимут
J14-15	2000	1450	2	330

Рисунок 2.9 - Параметры вариограмм для распределения свойств
в пласте Ю₁₄₋₁₅

Ячейки заполнялись с помощью данных полученных при интерпретации кернового материала для пористости и проницаемости, далее распределены в сетку модели. Данные по водонасыщенности и давлению рассчитывались через функцию Леверетта, на основе данных полученных из пористости и проницаемости (Рисунок 2.10).

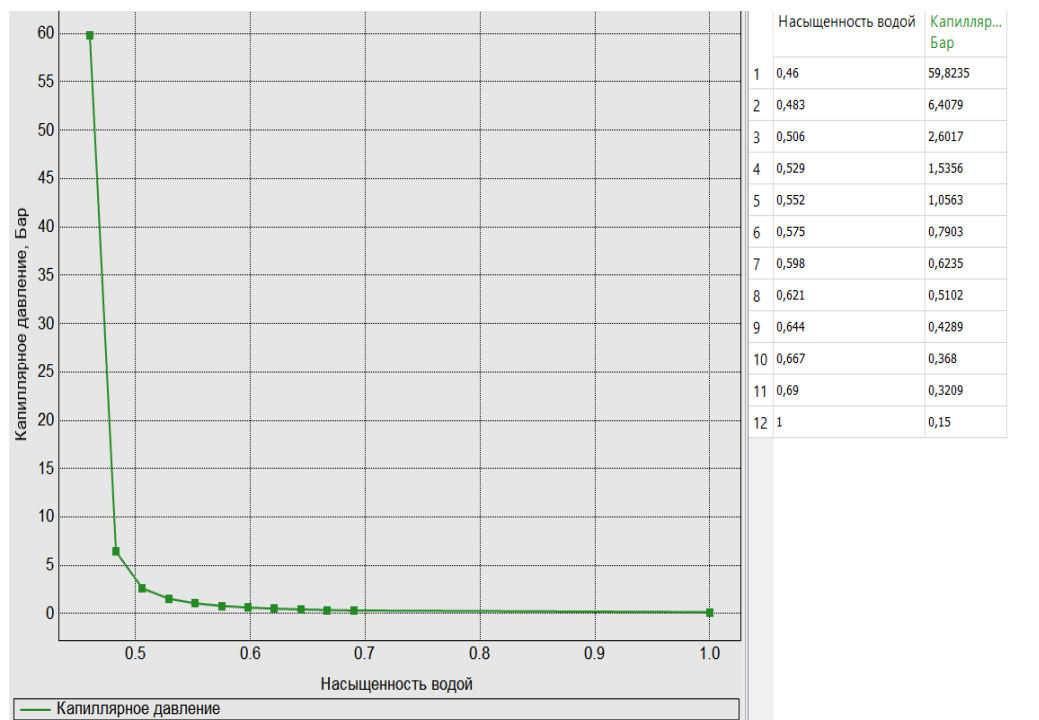


Рисунок 2.10 – Кривая капиллярного давления Ю₁₄₋₁₅

Кривые фазовой проницаемости были получены с помощью зависимостей функции Кори (Рисунок 2.11).

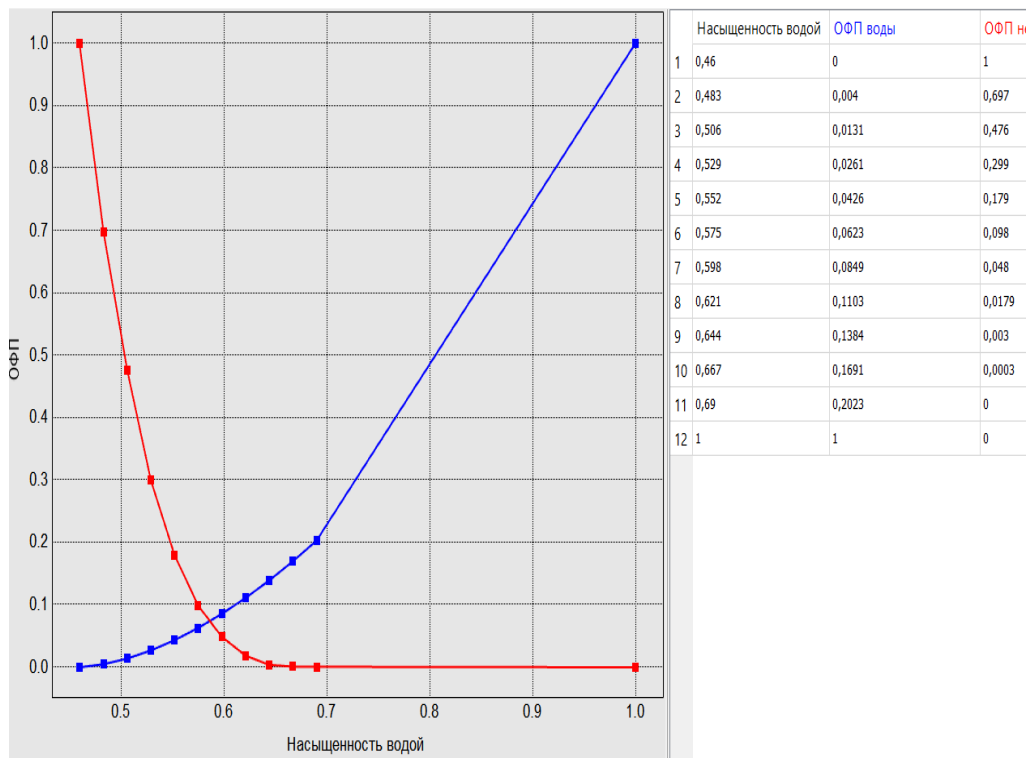


Рисунок 2.11 – Относительная фазовая проницаемость (ОФП) «Вода-Нефть» в рассчитанной модели.

$$k_{os} = k_{os}' \cdot K_{сн}^{k_{os}^{exp}},$$

$$k_{он} = k_{он}' \cdot (1 - K_{сн})^{k_{он}^{exp}},$$

$$K_{сн} = \frac{K_s - K_{сo}}{1 - K_{сo} - K_{но}},$$

, Где

K_s – водонасыщенность, д.е.

$K_{сн}$ | – нормированная водонасыщенность, д.е.

$K_{сo}$ – насыщенность связанной воды, д.е.

$K_{но}$ – остаточная нефтенасыщенность, д.е.

$k_{ов}, k_{он}$ – относительная фазовая проницаемость для воды и нефти соответственно

$k_{ов}', k_{он}'$ – максимальное значение относительных фазовых проницаемостей для воды и нефти соответственно

$k_{ов}^{exp}, k_{он}^{exp}$ – коэффициенты Кори.

$$K_{сo} = 0,47, K_{но} = 0,27.$$

Для геологической и гидродинамической модели законтурная область моделировалась с помощью аналитической моделью водоносного горизонта Картера-Трейси по отметке ВНК в 2900 метров. (Рисунок 2.12)

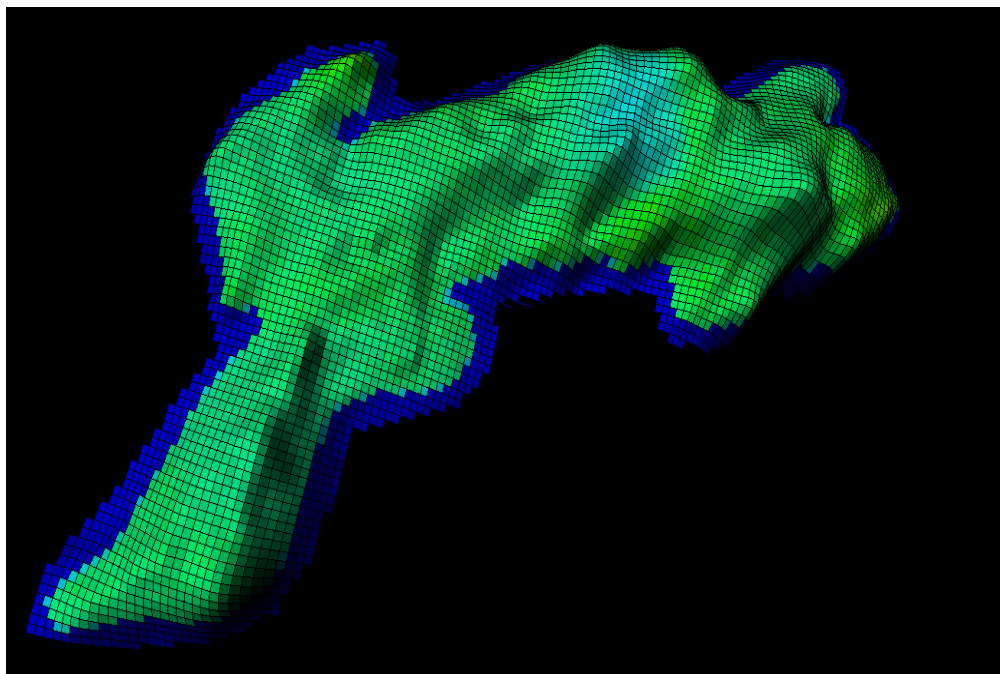


Рисунок 2.12 – Геологическая модель пласта Ю₁₄₋₁₅

Были подсчитаны запасы нефти с помощью геологической модели на основе объёмного метода равные 36.58 млн. ст³. После чего были получены все сопутствующие данные для построения гидродинамической модели (Рисунок 2.13).

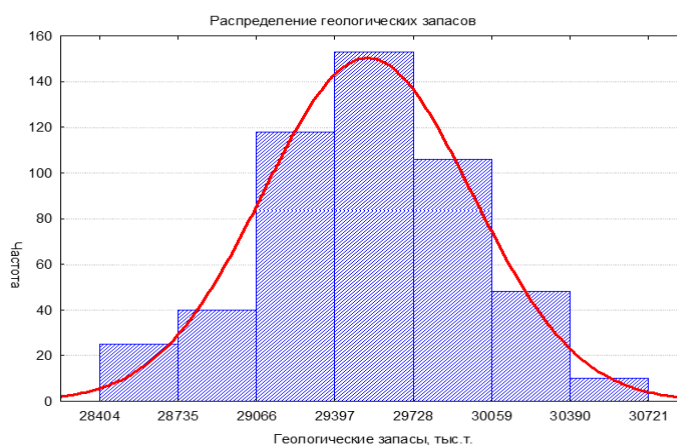


Рисунок 2.13 – График распределения геологических запасов Ю₁₄₋₁₅

2.5 Построение гидродинамической модели

Гидродинамическое моделирование - важнейший метод в нефтяной инженерии. Для данной геологической модели нефтяного пласта, гидродинамическое моделирование используется как для оптимизации сценариев добычи, так и для прогнозf будущей добычи нефти и газа. Моделирование выполняется на гидродинамических симуляторах -программные коды, способные предоставлять исчерпывающие технические данные для геологических условий, операций скважин, плавучих свойств и т. д. Сложные методы гидродинамического моделирования могут быть протестированы в исследовательских кодах, которые служат в качестве вычислительных платформ, и, если они демонстрируют надежность, их можно ввести в коммерческие инженерные коды.

Гидродинамическая модель пласта Ю₁₄₋₁₅ была построена с помощью программы «tNavigator». Для упрощения построения гидродинамической модели потребовалось сделать upscaling, плюс удалены ячейки вне контура нефтенасыщенности, не коллекторы. Количество ячеек равно 99 x 112 x 26 (288288), из которых активные ячейки составляют 106334. Для пласта Ю₁₄₋₁₅

Начальное пластовое давление равно 31.1 мПа. Пластовая модель «Dead oil». Все данные использовались из корреляций и графиков, как и для построения геологической модели, а так данные из самой геологической модели (Рисунок 2.14).

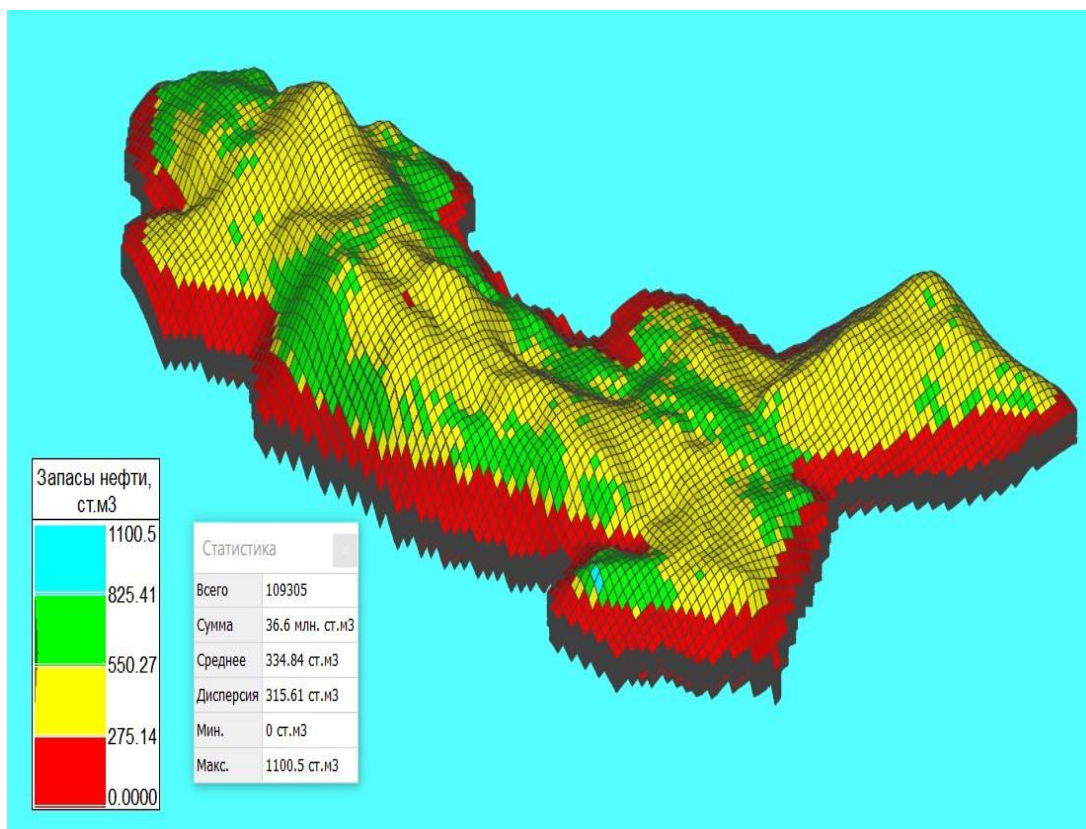


Рисунок 2.14 – Гидродинамическая модель пласта Ю₁₄₋₁₅ на месторождении

Запасы по гидродинамической модели составили 36.6 млн.ст.м³, что не сильно отличается от запасов по геологической модели (Рисунки 2.15 – 2.17).

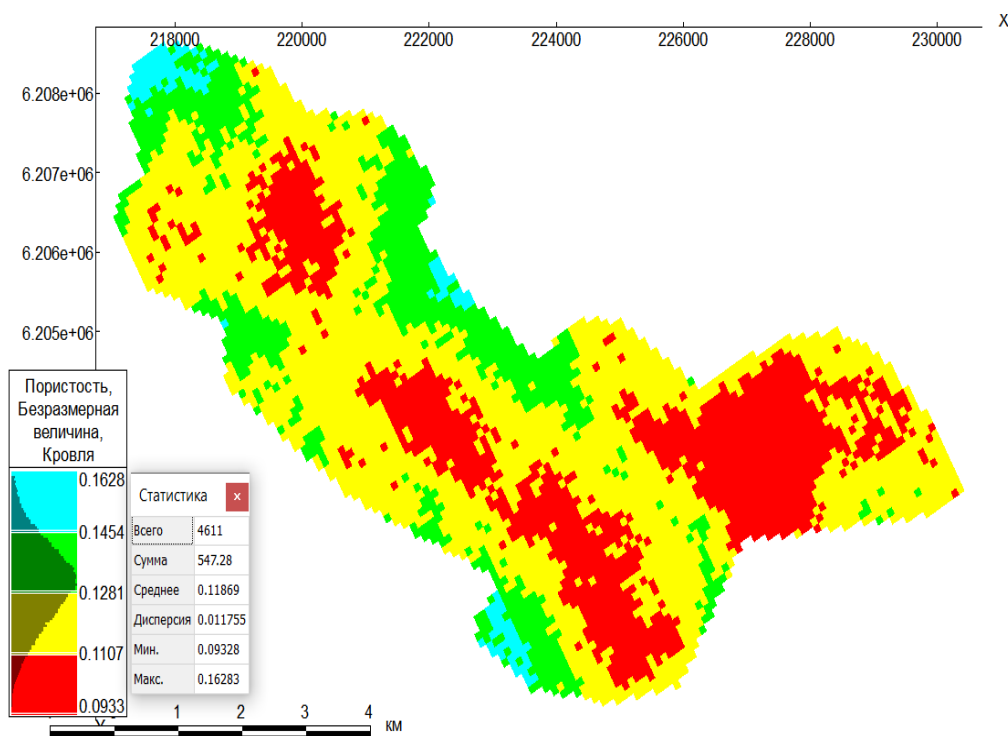


Рисунок 2.15 - 2D модель распределение пористости для пластов Ю₁₄₋₁₅

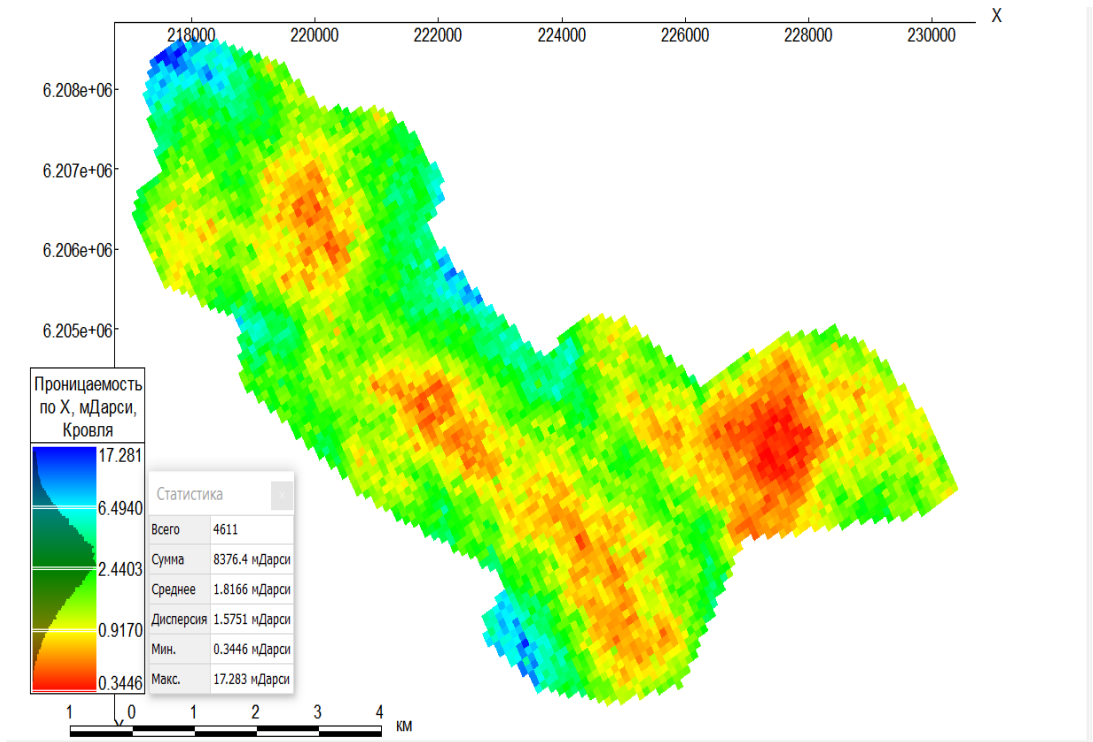


Рисунок 2.16. 2D модель распределение проницаемости для пластов Ю₁₄₋₁₅.

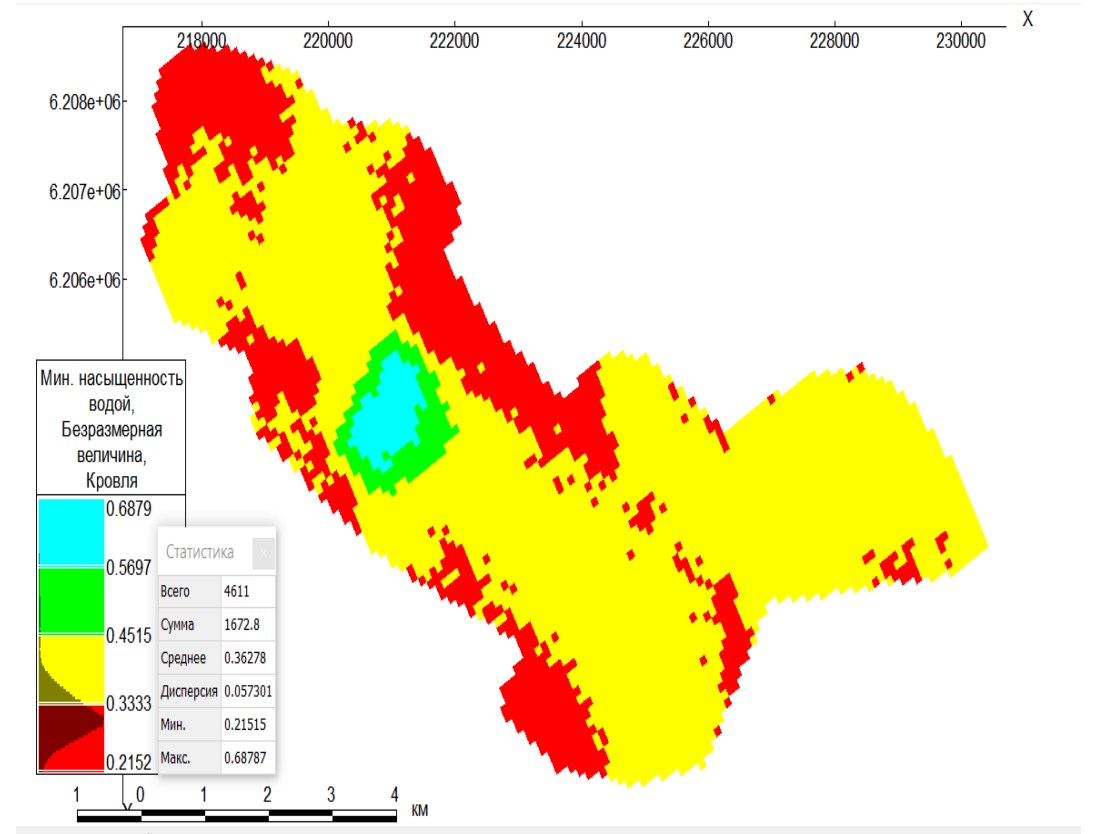


Рисунок 2.17 - 2D модель распределение водонасыщенности для пластов

Ю₁₄₋₁₅

3. Технология выбора рационального варианта добычи пластов Ю₁₄₋₁₅ на месторождении

3.1. Стратегия разработки Майского месторождения

Залежи пласта Ю₁₄₋₁₅ насыщены легкой нефтью, маловязкой, малосмолистой, высоко-парафинистой, мало сернистой, свойства которой не меняется в пределах продуктивного пласта.

Заводнение для Майского месторождения является лучшей технологией для воздействия на продуктивный пласт, при помощи неактивного водоносного горизонта сеноманской воды, а также подтоварной воды. Коэффициент подвижности для пласта Ю₁₄₋₁₅ составляет 0.5, что является малым значением. Факторами выбора заводнения является, то что закачка воды в пласт повлияет на стабилизацию пластового давления, компенсирует отбор пластового флюида, а также показывается высокий коэффициент вытеснения нефти.

Бурение горизонтальных скважин для пластов аллювиального генезиса будет являться лучшим решением, из-за высокой обводненности месторождений Западной Сибири. Горизонтальные скважины смогут позитивно повлиять на разработку:

- снижения затрат на капитальные вложения, за счет сокращения количества скважин;
- сокращения количества скважин за счет забуривания горизонтальные скважины, их потребуется в 3 раза меньше чем вертикальных;
- за счет горизонтальные скважины увеличится коэффициент извлечения нефти, тем самым повысится общий дебит по всем скважинам;
- так же возможность разработки неоднородных пластов, с низкими показателями ФЕС и низкой проницаемостью.

Перед бурения горизонтальных скважин потребуется сначала забурить скважины пилоты, для того чтобы получить большее количество информации о залежи, ее геологическом строении, а также геофизические свойства пласта.

Выявить и убедиться о целесообразности бурения горизонтальные скважины и их траекторий.

Ожидается, что горизонтальные скважины будут продуктивнее вертикальных примерно в 3-5 раз, но для начала бурения горизонтальные скважины нужно рассчитать оптимальную траекторию горизонта скважины. Всё это должно сопровождаться петрофизическими параметрами и данными которые получим со скважин пилотов.

Забуривание боковых стволов актуальны на последней стадии разработки, за счет вывода обводненных скважин из эксплуатации и запасов которые трудно-дренируемы.

3.1.1. Гидравлический разрыв пласта Ю₁₄₋₁₅

Гидравлический разрыв пласта - это процедура, которая может увеличить приток нефти или газа из скважины. За счет закачивания жидкости в скважину с помощью наземного оборудования под давлением, которое будет достаточным, для того чтобы сделать трещину в горной породе. Цель состоит в том, чтобы создать трещины для коллекторов, которые будут служить поровыми пространствами для миграции нефти и природного газа к стволу скважины.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) в сочетании с горизонтальным бурением скважин превратил ранее непродуктивные органические сланцы в крупнейшие месторождения природного газа в мире. Сланец Марселлус, Сланец Ютика, Сланец Барнетт, Сланец Игл Форд и Формация Баккен являются примерами ранее непродуктивных горных пород, которые были преобразованы в фантастические месторождения газа или нефти путем гидроразрыва пласта.

Вода - это движущий инструмент, используемый в процессе гидроразрыва пласта. В зависимости от свойств скважины и добываемой породы может потребоваться несколько миллионов литров воды для завершения гидроразрыва пласта.

Когда вода закачивается в скважину, вся скважина не находится под давлением. Вместо этого вставляются пакеры, чтобы изолировать ту часть скважины, где желательны трещины. Только эта часть скважины получает полную мощность от откачки. По мере роста давления в этой части скважины вода открывает трещины, а давление вытеснения расширяет трещины вглубь породы. Когда происходит остановка насоса, трещины, сделанные при ГРП, быстро закрываются и вода движется обратно в ствол скважины, в затрубную часть скважины, и затем через затрубное пространство на поверхность. На поверхность выходит вода которую нагнетали в трещины и артезианская пластовая вода. Пластовая вода имеет высокую соленость из-за растворенных твердых частиц, которые формировались миллионами лет.

Для воды которую нагнетают при ГРП, добавляются химические агенты, которые используются для:

- 1) увеличить плотность раствора, за счет загущения геля, для эффективности вскрытия трещины и проникновения проппанта глубже в трещины;
- 2) добавки химических агентов для снижения трения на скважину, для того чтобы порода оставалась во взвешенном состоянии, нивелирования коррозии оборудования, контроль давления на забое, уничтожения вредных бактерий.

Гидроразрыв пласта является индивидуальной методикой, уникальной для интенсификации нефти. Считается что данные по жидкости закачиваемой в трещины является секретной и информацию по закачке следует держать внутри компании.

Гидравлический разрыв пласта для залежи пласта Ю₁₄₋₁₅ на Майском месторождении должен проводиться для скважин, которые находятся в чистой нефтяной зоне (ЧНЗ) с расстоянием не меньше 100 м от водонасыщенной нефтяной зоны (ВНЗ). При пробной эксплуатации ГРП показал отличный результат, который увеличил дебит в 23 раза, с 1.1 м³/сут. до 23.3 м³/сут. На

скважине М-392 при помощи сваббирования и электроцентробежного насоса. ГРП показывает лучший результат интенсификации нефти.

В ходе обследования были отмечены столь негативные факторы, которые проявлялись при разработке нефтяных месторождений, и были определены сверхнизкие проницаемости:

- сверхнизкие скорости жидкости без стимуляции и высокие скорости снижения после стимуляции. Это связано в меньшей степени с уменьшением эффекта трещиноватости, но в большей степени с падением давления в приразломной зоне дренажа;

- неудовлетворительная работа погружных насосов, связанная с низкими расходами жидкости, вне необходимых условий эксплуатации (нагрев, отложение кальцита (накипи) и повреждение);

- недостаточное влияние системы поддержания пластового давления (низкая скорость закачки без ГРП, после ГРП – отсутствие выравнивающего фронта вытеснения, кроме того, существуют риски прорыва воды в другие пласты);

- в случаях низких дебитов нефти эксплуатация скважин не приносит прибыли;

- для добычи восстановительных запасов требуется гораздо больше времени, чем время «живых» скважин;

- для полной разработки пласта необходима компоновка схемы с бурением многих скважин для достижения эффективности развертки, но это невозможно, так как данный вариант невыгоден, потому что не имеет экономического смысла.

Исходя из выше рассказанного была рассмотрена стратегия разработки месторождения с системой горизонтальных скважин с многоступенчатым гидроразрывом пласта. В этом случае горизонтальная часть рассматривается не как источник входных данных, а как способ соединения нескольких фракций.

Преимущества этой системы разработки заключаются в улучшение экономических показателей. Геометрически такая скважина также способна

заменить две или более вертикальных скважины, это зависит от длины горизонтального участка скважины и местоположения. Технологически в скважине может быть проведено несколько этапов гидроразрыва пласта, причем значения умножаются на количество полученных фракций. Другими словами, вместо 2 скважин можно было бы пробурить горизонтальную скважину, например, с 5-ступенчатым гидроразрывом. В то же время стоимость этого (включая бурение и гидроразрыв пласта) будет ниже или такой же, как стоимость 2-ступенчатых скважин с операциями гидроразрыва пласта, но цена на многоступенчатую горизонтальную скважину гидроразрыва пласта будет значительно выше. Стоимость бурения и гидроразрыва пласта взята из бизнес-предложений поставщиков.

Для стратегии горизонтальной многоступенчатой ГРП скважины возможно достижение значительного улучшения картины компоновки, а также повышения эффективности развертки, а, следовательно, и коэффициента извлечения. Малый объем многоступенчатого гидроразрыва пласта позволит, теоретически, обеспечить равное смещение фронта, сократить количество скважин, подлежащих бурению. Создает более благоприятные условия для погружных насосов. Негативными моментами данной стратегии развития являются:

- более высокая стоимость отдельной скважины и большая техническая сложность либо бурения горизонтов, либо гидроразрыва их;
- высокая сложность перерезыва горизонтальных скважин при снижении скорости;
- существует опасность потерять всю скважину в случае прорыва одного из ГРП в водонасыщенные слои.

Таким образом, система разработки нефтяных месторождений на базе горизонтальных многостадийных скважин ГРП имеет большую техническую сложность, но в случае успешной реализации позволит достичь наибольшей добычи при снижении себестоимости.

3.1.2. Добавки поверхностно-активных веществ с их композициями

Если понизить межфазное натяжение на границе раздела вода-нефть, то произойдет повышение нефтеотдачи пласта. Для этого применяются поверхностно-активные вещества на основе низкоконцентрированных растворов.

Использование водных растворов поверхностно-активных вещества (ПАВ) в этих концентрациях увеличивает коэффициент вытеснения на 2-3%, а снижение поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35 - 45 до 7 - 7,8 мН / м, снижение набухаемости глины в 1,1 - 2 раза, а также увеличение фазовой проницаемости нефти на 40 - 80%.

Однако на залежи Ю₁₄₋₁₅ закачка воды с добавками ПАВ не целесообразна, потому что пластовая температура слишком высокая, равна 98°С и это приведет к разрушению молекул используемого вещества и его неэффективности.

3.1.3. Кислотная обработка призабойной зоны пласта

Подкисление включает закачку кислоты в скважину или геологическую формацию, способную производить нефть и/или газ. Целью любого подкисления является повышение продуктивности или нагнетания скважины. Есть три основные категории кислотных обработок: кислотная стирка; подкисляющая матрица; кислоты разрушения. При промывке кислотой цель состоит только в том, чтобы очистить трубы и скважины.

Лечение образования не предполагается. Кислотная промывка является наиболее распространенной выполняется со смесями соляной кислоты (HCl) для очистки от эрозии (например, карбонат кальция), ржавчина и другой мусор, ограничивающий поток в скважине. Подкисление матрицы и трещины являются обработками пласта. При подкислении матрицы кислотная обработка закачивается вовремя гидроразрыва пласта. При подкислении трещин кислота

перекачивается через пластовое давление. Целью подкисления матриц или трещин является восстановление или улучшение масла.

Или продуктивность газовой скважины за счет растворения материала в продуктивном пласте, который ограничивает поток, или растворения самой породы пласта для улучшения существующих,

Или для создания новых путей потока в скважину. Два ключевых фактора определяют выбор методов обработки и процесс проектирования при планировании кислотных работ; тип пласта - карбонат, песчаник или сланец, и проницаемость пласта - способность жидкости течь через пласт в его естественном состоянии. Тип пласта определяет тип или требуемые кислоты, а проницаемость пласта определяет давление, необходимое для закачки кислоты.

Рассматриваемый продуктивный горизонт имеет низкие показатели ФЕС и проницаемости. Поэтому требуется очистка призабойной зоны пласта, для понижения скина, за счет очистки поровых каналов. Также есть низкие значения карбонатности, поэтому актуально применение кислотной обработки пласта с помощью химических систем с приготовлением плавиковой кислоты непосредственно в самом пласте.

3.2. Выбор конструкция скважин

В основу проектирования конструкции скважин месторождения М следует закладывать особенности строения геологического разреза, слагающего стенки скважин, зоны осложнений встречающихся при строительстве скважин, опыт бурения ранее пробуренных скважин на данном месторождении.

Исходя из результатов поисково-разведочного бурения, которые свидетельствуют о том, что серьезных осложнений, связанных с несоответствием предполагаемых геологических условий и фактическими, не зафиксировано. Таким образом, при проектировании конструкции скважин на месторождении будут использованы результаты поисково-разведочного бурения.

Дальнейшее бурение скважин на месторождении предполагается проводить по технологии наклонно-направленного бурения с кустовых оснований.

Конструкция скважин, также должна отвечать требованиям охраны недр и окружающей среды, обеспечивать проектный дебит на протяжении периода эксплуатации скважин.

Данным горно-геологическим особенностям Майского месторождения, также нормальным условиям проводки и дальнейшей эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин удовлетворяет следующая конструкция:

Направление Ø324мм спускается на глубину 50м по вертикали для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми породами, а также для предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор. Цементируется по всей длине с высотой подъема тампонажного раствора до устья.

Кондуктор Ø245мм спускается на глубину 1000м по вертикали с целью крепления ствола скважины, сложенного неустойчивыми горными породами четвертичной, палеогеновой системами, изоляции коллекторов склонных к поглощению. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование для безопасного ведения работ при бурении под эксплуатационную колонну. Башмак кондуктора устанавливается в плотные глины покурской свиты. Глубина спуска кондуктора уточняется по данным ГИС. Кондуктор цементируется по всей длине, с высотой подъема тампонажного раствора до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168мм для наклонно-направленных скважин определяется по глубине залегания продуктивного горизонта с обеспечением зумпфа глубиной 50м. Глубина спуска обсадных колонн в наклонно-направленных скважинах зависит от профиля скважин и также уточняется по результатам ГИС.

Для горизонтальных скважин эксплуатационная колонна спускается в кровлю продуктивного пласта. Глубина спуска уточняется по результатам ГИС.

В соответствии с п. 2.7.4.11 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03, высота подъема цемента за эксплуатационной колонной на 150 м выше башмака кондуктора.

Хвостовик Ø114мм для горизонтальных скважин оборудуется фильтрами ФС-114 и спускается в условно горизонтальный участок, с перекрытием башмака эксплуатационной колонны не менее 50м.

Все обсадные колонны по интервалам глубин рассчитываются на прочность под действием нагрузок. После окончания ОЗЦ все обсадные колонны должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования. Расчетные параметры приводятся в рабочем проекте на строительство скважин. (Таблица 3.1)

Таблица 3.1 – Конструкции наклонно-направленных скважин
на объект Ю₁₄₋₁₅

Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
1	2	3
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная	168,1	215,9

3.3. Профиль скважины

С учетом сетки разработки месторождения, при безусловном выполнении природоохранных мероприятий на Майском месторождении рекомендуется строительство скважин вести методом наклонно-направленного бурения.

Проектные отходы наклонно-направленных скважин рассматриваемого месторождения на продуктивный на объект Ю₁₄₋₁₅ 1140м. В связи с этим, при бурении целесообразно использовать S-образный профиль.

Требования, предъявляемые к профилю наклонно-направленных скважин, следующие:

- интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора параметров кривизны не должна быть более 1,5град/10м;
- максимальный зенитный угол в интервале установки глубинно-насосного оборудования - не более 40град;
- интенсивность пространственного искривления в интервале установки насосного оборудования – не более 0,25град/10м.

Требования, предъявляемые к профилю горизонтальных скважин, следующие:

- интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора параметров кривизны до интервала установки глубинно-насосного оборудования не должна быть более 1,3град/10м;
- максимальный зенитный угол в интервале установки глубинно-насосного оборудования - не более 40град;
- интенсивность пространственного искривления в интервале установки насосного оборудования – не более 0,25град/10м.
- интенсивность пространственного искривления ниже интервала установки насосного оборудования – не более 6град/10м.

Глубинно-насосное оборудование устанавливается в интервале протяженностью 100м по вертикали, нижняя граница которого находится на расстоянии 100м от кровли эксплуатационного объекта, следовательно, для 2703-2803м по вертикали для скважин с продуктивным горизонтом Ю₁₄₋₁₅. При этом, удовлетворительная эксплуатация насосного оборудования обеспечивается при зенитных углах в месте их расположения от 0 до 40⁰ (Таблица 3.2)

Таблица 3.2 – Установки насосного оборудования

Глубина по стволу		Пространственная	Зенитный угол, град		Горизонтальное		Глубина по	
от	до		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	от	до
(верх)	(низ)						(верх)	(низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	0	0	0	0	0	0	50
50	100	0	0	0	0	0	50	100
100	370	1	0	27	62,3	62,3	100	360,1
370	1088,2	0	27	27	326,2	388,5	360,1	1000
1088,2	2510	0	27	27	645,5	1034	1000	2266,9
2510	2960	0,6	27	0	106	1140	2266,9	2700,5
2960	3262,5	0	0	0	0	1140	2700,5	3003
3262,5	3337,5	0	0	0	0	1140	3003	3078

3.4. Выбор оптимального варианта разработки пластов Ю₁₄₋₁₅

На Майском месторождении для залежей пластов Ю₁₄₋₁₅ начальное пластовое давление составляет 31.1 мПа, давление насыщения варьируется в пределах 17.5 мПа. Депрессия на пласт при моделировании залежей составляет 17 мПа. Как только мы переводим систему поддержания пластового давления, забойное давление снижается примерно до 12 мПа, депрессия на добывающие скважины равна 19 мПа. Компенсация отборов по жидкости составляет 110%, нагнетательные скважины работают как система ППД. Вывод из эксплуатации происходит при достижении обводненности скважины равной 98% или 0.98.

Предлагается бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин, с применением ГРП, с целью оценки эффективности, а также с нивелированием скорейшего прорыва воды.

Предусмотрено 4 варианта разработки с различными сетками скважин, в диапазоне расстояния в 500-500м, 600-600м, 700-700м и 800-800м между скважинами. Данные варианты разработки предполагают собой дальнейшее примирение ГРП на пласты продуктивных залежей Ю₁₄₋₁₅.

Начало эксплуатационного периода и ввода скважин является 2007 год, в течении первых 3 лет происходит опробования эксплуатирования месторождения, а после уже в ход идет полный ввод добывающих и нагнетательных скважин для разработки продуктивных пластов.

1 Вариант:

Для прогнозирования 1 варианта разработки на период 50 лет был вырезан полигон из геологической модели по ВНК в отметке 2900 контурной области, затем полигон был выгружен и помещен в программу WellGen, где было сгенерировано с помощью данной программы предлагаемый мной вариант расстановки скважин с радиусом в 500 метров между скважинами с использованием пятиточечной системы разработки. На скважинах произвелась начальная перфорация, затем примерно через год месторождение переведено в систему ППД, с использованием гидравлического разрыва пласта (ГРП) на добывающие скважины. Таким образом, сетка скважин с пятиточечной системой разработки составила в 141 добывающую и в 148 нагнетательных скважин с расстоянием между собой в 500 метров (Рисунок 3.1).

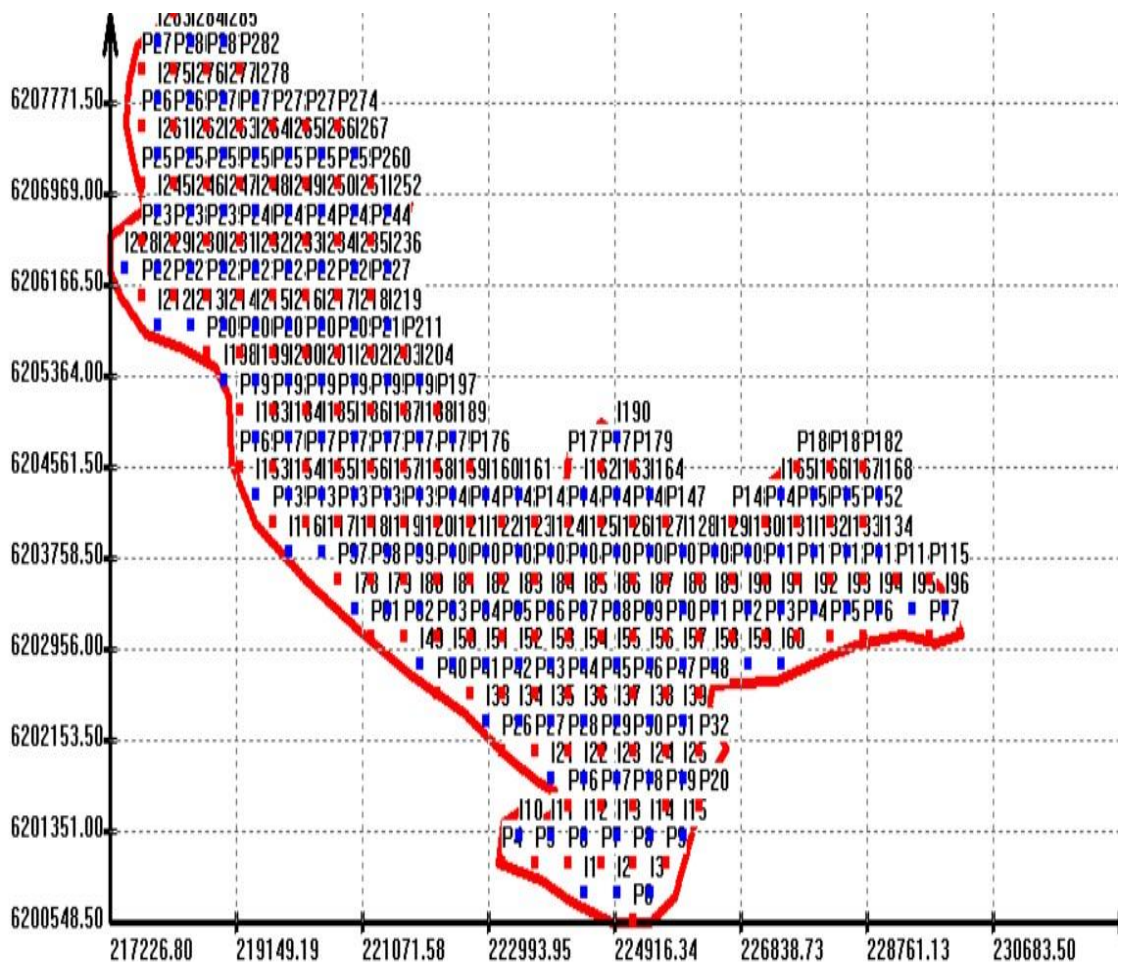


Рисунок 3.1 - Фонд добывающих и нагнетательных скважин с расстоянием в 500 метров пятиточечной системы разработки

Распределение скважин выполнено с помощью программы WellGen.

2 Вариант:

Для прогнозирования 2 варианта разработки на период 50 лет был также вырезан полигон из геологической модели по ВНК в отметке 2900 контурной области, затем полигон был выгружен и помещен в программу WellGen, где было сгенерировано с помощью данной программы предлагаемый мной вариант расстановки скважин с радиусом в 600 метров между скважинами с использованием пятиточечной системы разработки. На скважинах производилась начальная перфорация, затем примерно через год месторождение переведено в систему ППД, с использованием гидравлического разрыва пласта (ГРП) на

добывающие скважины. Таким образом сетка скважин с пятиточечной системой разработки составила в 96 добывающих и в 101 нагнетательную скважин с расстоянием между собой в 600 метров (Рисунок 3.2)

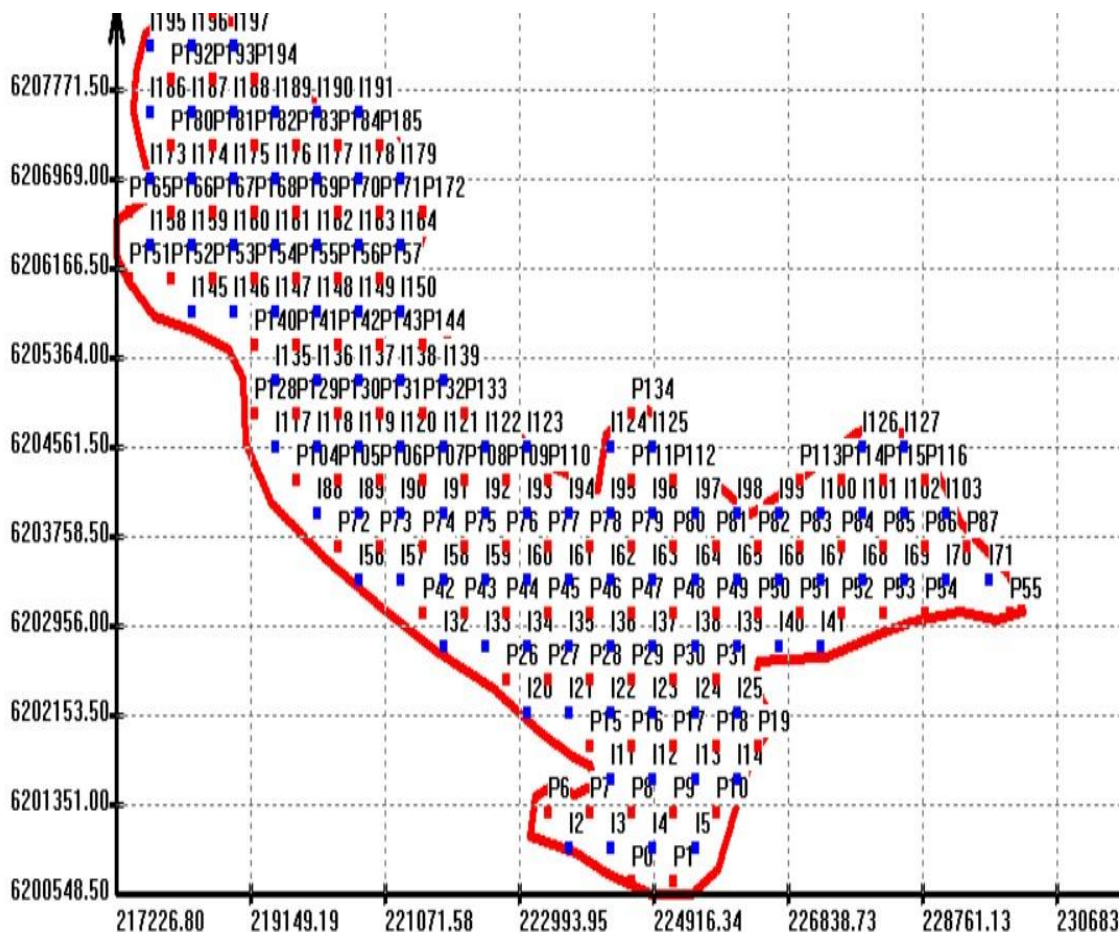


Рисунок 3.2 - Фонд добывающих и нагнетательных скважин с расстоянием в 600 метров пятиточечной системы разработки

Распределение скважин выполнено с помощью программы WellGen.

3 Вариант:

Для прогнозирования 3 варианта разработки на период 50 лет был также вырезан полигон из геологической модели по ВНК в отметке 2900 контурной области, затем полигон был выгружен и помещен в программу WellGen, где было сгенерировано с помощью данной программы предлагаемый мной вариант расстановки скважин с радиусом в 700 метров между скважинами с

использованием пятиточечной системы разработки. На скважинах произвелась начальная перфорация, затем примерно через год месторождение переведено в систему ППД, с использованием гидравлического разрыва пласта (ГРП) на добывающие скважины. Таким образом сетка скважин с пятиточечной системой разработки составила в 69 добывающих и в 75 нагнетательных скважин с расстоянием между собой в 700 метров (Рисунок 3.3).

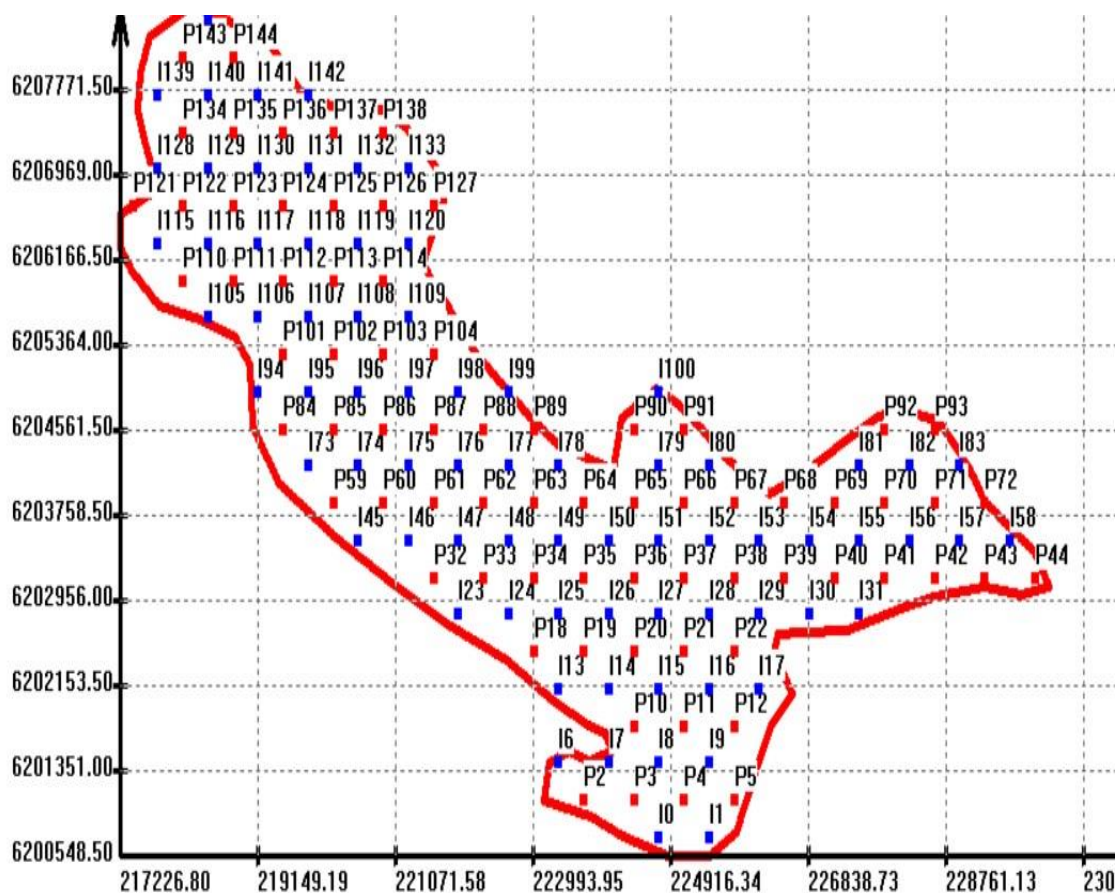


Рисунок 3.3 - Фонд добывающих и нагнетательных скважин с расстоянием в 700 метров пятиточечной системы разработки.

Распределение скважин выполнено с помощью программы WellGen.

4 Вариант:

Для прогнозирования 4 варианта разработки на период 50 лет был также вырезан полигон из геологической модели по ВНК в отметке 2900 контурной

области, затем полигон был выгружен и помещен в программу WellGen, где было сгенерировано с помощью данной программы предлагаемый мной вариант расстановки скважин с радиусом в 800 метров между скважинами с использованием пятиточечной системы разработки. На скважинах производилась начальная перфорация, затем примерно через год месторождение переведено в систему ППД, с использованием гидравлического разрыва пласта (ГРП) на добывающие скважины. Таким образом сетка скважин с пятиточечной системой разработки составила в 52 добывающие и в 58 нагнетательных скважин с расстоянием между собой в 800 метров. (Рисунок 3.4.)

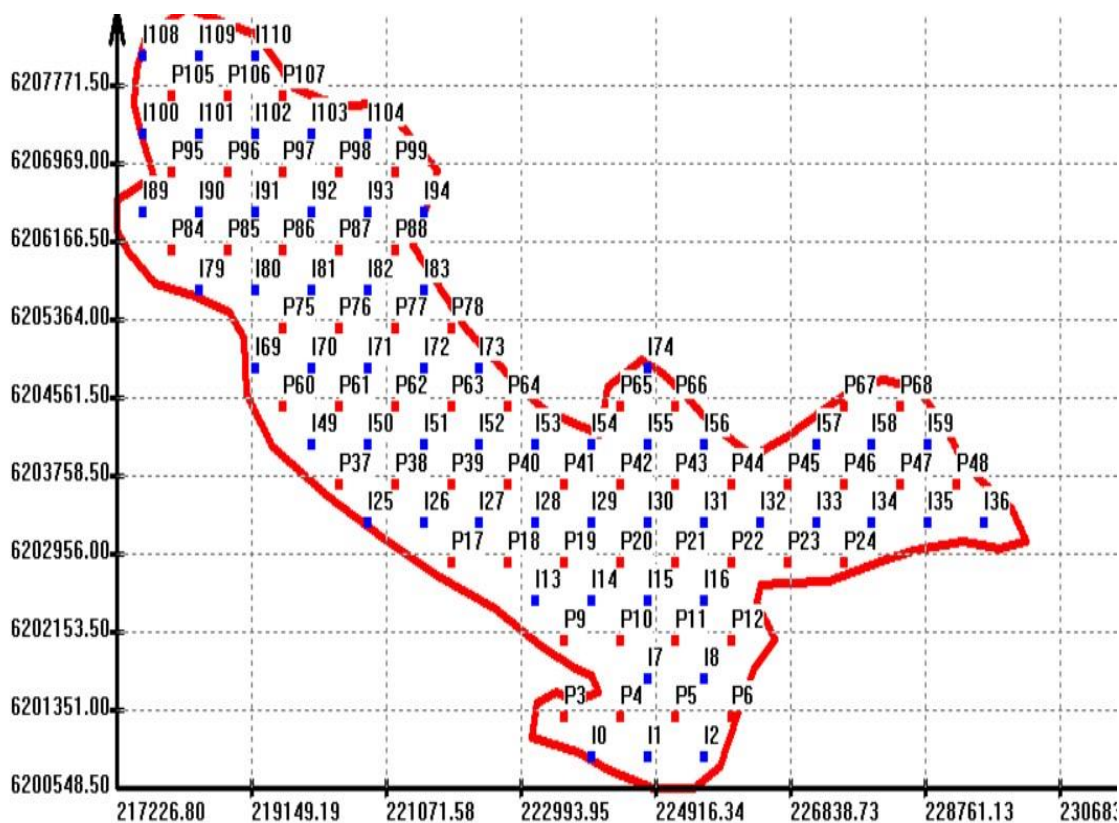


Рисунок 3.4. Фонд добывающих и нагнетательных скважин с расстоянием в 800 метров пятиточечной системы разработки.

Распределение скважин выполнено с помощью программы WellGen.

3.5. Сравнение вариантов поддержания пластового давления для пластов Ю₁₄₋₁₅

Показания 4 вариантов ППД произведен с помощью гидродинамической модели с различным радиусом бурения скважин до 2057 года, прогноз осуществлялся на 50 лет (Рисунок 3.5.). Осуществлялись ограничения на работа скважин в течении этого времени, такие как:

- Отключения работы скважин при обводнённости в 0.98.
- Групповой контроль на нагнетальные скважины по забойному давлению. 45 мПа.
- Групповой контроль на добывающие скважины по забойному давлению. 17 мПа.

Характеристики	Варианты разработки			
	500 x 500	600 x 600	700 x 700	500 x 500
Расстояние между скважинами, м				
Плотность сетки скважин	8,2	12,5	18	23,1
Режим работы	Водонапорный			
Система разработки	5-точечная			
добывающих	141	96	69	52
нагнетательных	148	101	75	58
Ввод системы ППД	2008 год			
$P_{доб}$ добывающих, МПа	12			
$P_{наг}$ нагнетательных, МПа	45			
Особые условия	ГРП добывающих скважин	ГРП добывающих скважин	ГРП добывающих скважин	ГРП добывающих скважин
Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.	0,9			

Рисунок 3.5 - Сводная таблица вариантов разработки пластов Ю₁₄₋₁₅

1 вариант.

Данный вариант разработки пятиточечной системой с расстоянием между скважинами в 500 метров, где было пробурено 148 нагнетательных и наклонно-направленных 141 добывающую скважину с поддержанием пластового давления с 2008 года. На добывающих скважинах производилось ГРП в количестве 41 операций для повышения нефтеотдачи.

- Общая добыча нефти за 50 лет составила 10,948 млн м³.

- Максимальный уровень добычи нефтяного флюида достигается в 2016 году, он равен 698,443 тыс.м³.

Давление в пласте в конце даты равно 32.3 мПА.

Скважины отключаются при обводненности в 98%.

КИН равен 0.301, посчитанный как отношения добытого флюида за прогнозируемый период на общие запасы флюида по месторождению.

2 вариант.

Данный вариант разработки пятиточечной системой с расстоянием между скважинами в 600 метров, где было пробурено 101 нагнетательных и наклонно-направленных 96 добывающую скважину с поддержанием пластового давления с 2008 года. На добывающих скважинах производилось ГРП в количестве 27 операций для повышения нефтеотдачи.

- Общая добыча нефти за 50 лет составила 11,901 млн м³.

- Максимальный уровень добычи нефтяного флюида достигается в 2015 году, он равен 649.552 тыс. м³.

- Давление в пласте в конце даты равно 31.9 мПА.

Скважины отключаются при обводненности в 98%.

КИН равен 0.327, посчитанный как отношения добытого флюида за прогнозируемый период на общие запасы флюида по месторождению.

3 вариант.

Данный вариант разработки пятиточечной системой с расстоянием между скважинами в 700 метров, где было пробурено 75 нагнетательных и наклонно-направленных 69 добывающую скважину с поддержанием пластового давления с 2008 года. На добывающих скважинах производилось ГРП в количестве 19 операций для повышения нефтеотдачи.

Общая добыча нефти за 50 лет составила 9,87783 млн м³,

- Максимальный уровень добычи нефтяного флюида достигается в 2016 году, он равен 628.599 тыс. м³.

- Давление в пласте в конце даты равно 32.1 мПа.

Скважины отключаются при обводненности в 98%.

КИН равен 0.271, посчитанный как отношения добытого флюида за прогнозируемый период на общие запасы флюида по месторождению.

4 вариант.

Данный вариант разработки пятиточечной системой с расстоянием между скважинами в 800 метров, где было пробурено 58 нагнетательных и наклонно-направленных 52 добывающую скважину с поддержанием пластового давления с 2008 года. На добывающих скважинах производилось ГРП в количестве 11 операций для повышения нефтеотдачи.

- Общая добыча нефти за 50 лет составила 8,848 млн м³,

- Максимальный уровень добычи нефтяного флюида достигается в 2016 году, он равен 698,443 тыс. м³.

- Давление в пласте в конце даты равно 32.2 мПа.

Скважины отключаются при обводненности в 98%

КИН равен 0.243, посчитанный как отношения добытого флюида за прогнозируемый период на общие запасы флюида по месторождению.

3.6. Сравнительный анализ прогнозных вариантов

Исходя из полученных данных вариант номер 2 считается лучшим, так как получен лучший коэффициент извлечения нефти. Вариант 2 это вариант с радиусом сетки скважин в 600 метров, применением ГРП на наклонно-направленные добывающие скважины, КИН равен 0.327.

Гидравлический разрыв пласта оправдал целесообразность для проведения на Майском месторождении для пластов с низкими значениями проницаемости Ю₁₄₋₁₅.

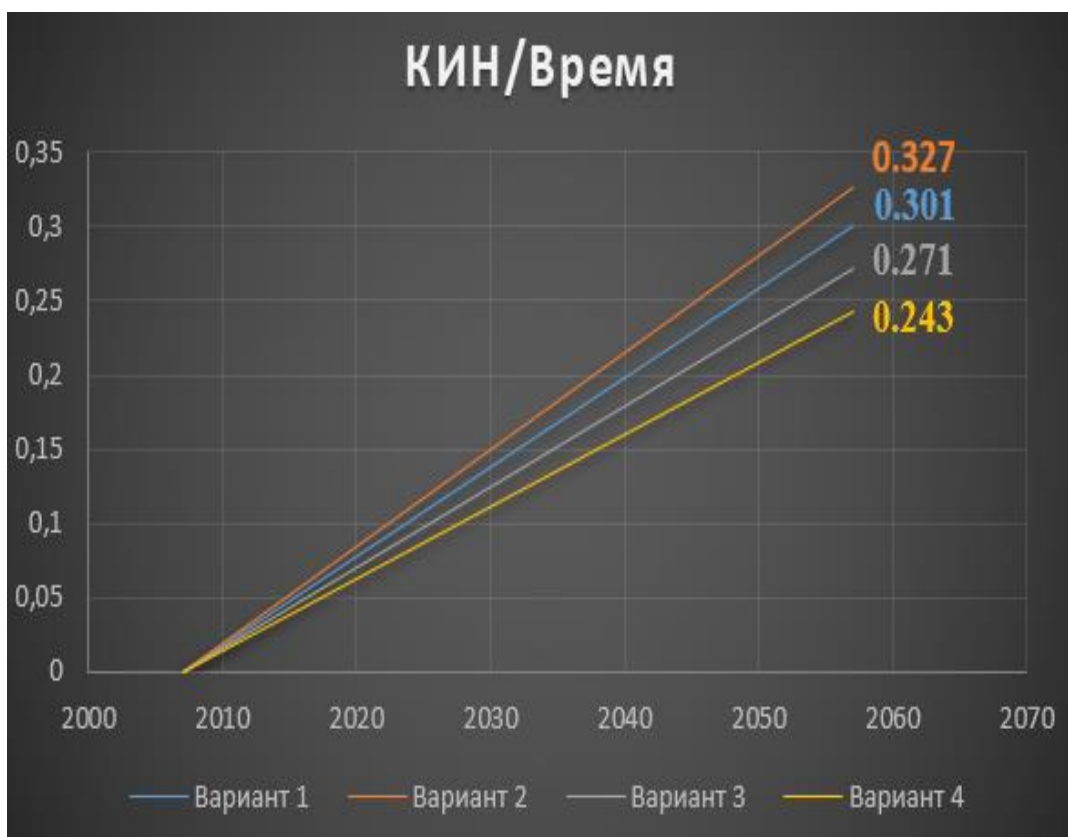


Рисунок 3.6 - Сравнительная таблица по коэффициентам извлечения нефти для 4 вариантов.

На рисунке 3.6. наглядно показана эффективность вариантов разработки, исходя из этого графика, можно выделить наиболее лучший вариант под номером 2 (Рисунки 3.7 – 3.9).

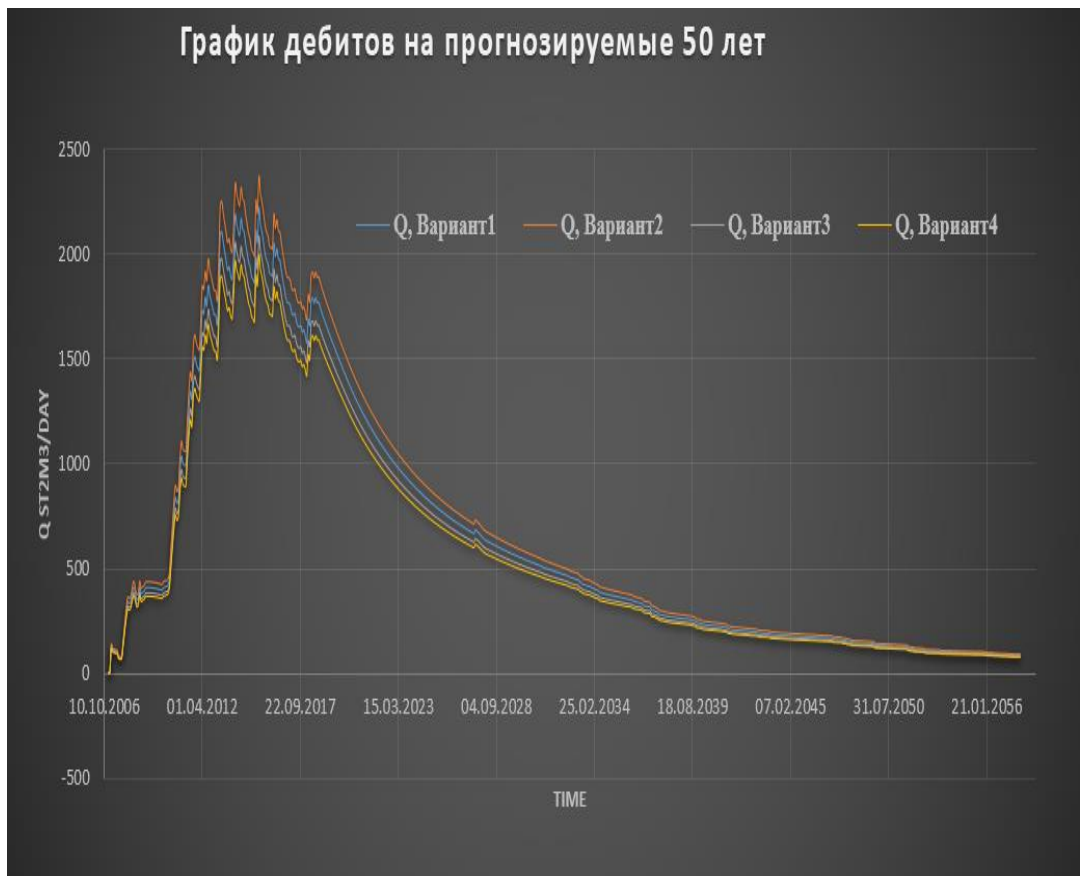


Рисунок 3.7 - Дебиты на прогнозируемые варианты разработки пластов

Ю₁₄₋₁₅.

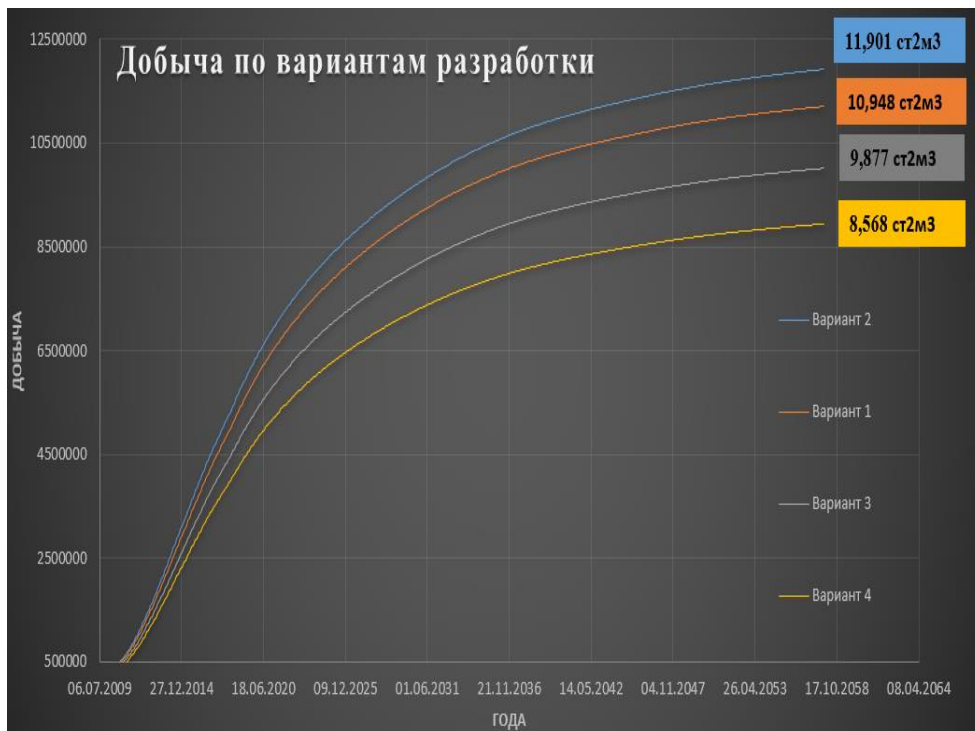


Рисунок 3.8 - Добыча по вариантам разработки для пластов Ю₁₄₋₁₅



Рисунок 3.9 - График обводнённости скважин для вариантов разработки

Таким образом, лучший прогнозируемый вариант номер 2, при котором достигнуты лучшие отборы нефти для пласта Ю₁₄₋₁₅.

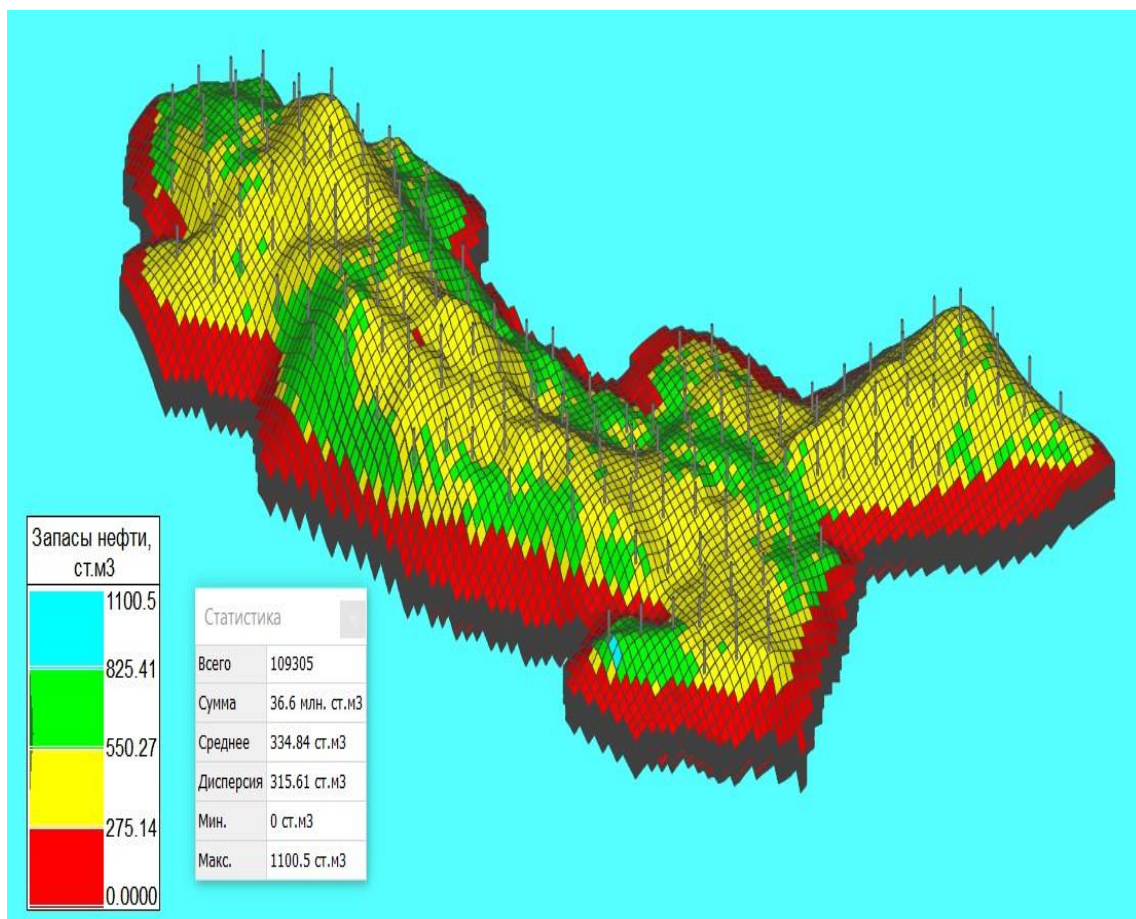


Рисунок 3.10 - Проектная расстановка скважин лучшего варианта разработки.

На Рисунках 3.10 – 3.11 представлено проектная расстановка скважин 2 варианта разработки с расстоянием в 600 метров между скважинами на период забуривания в 2008 году. Скважины только ввелись в эксплуатацию, составляет 96 наклонно-направленных добывающих и 100 нагнетательных скважин придерживаясь пятиточечной системы разработки.

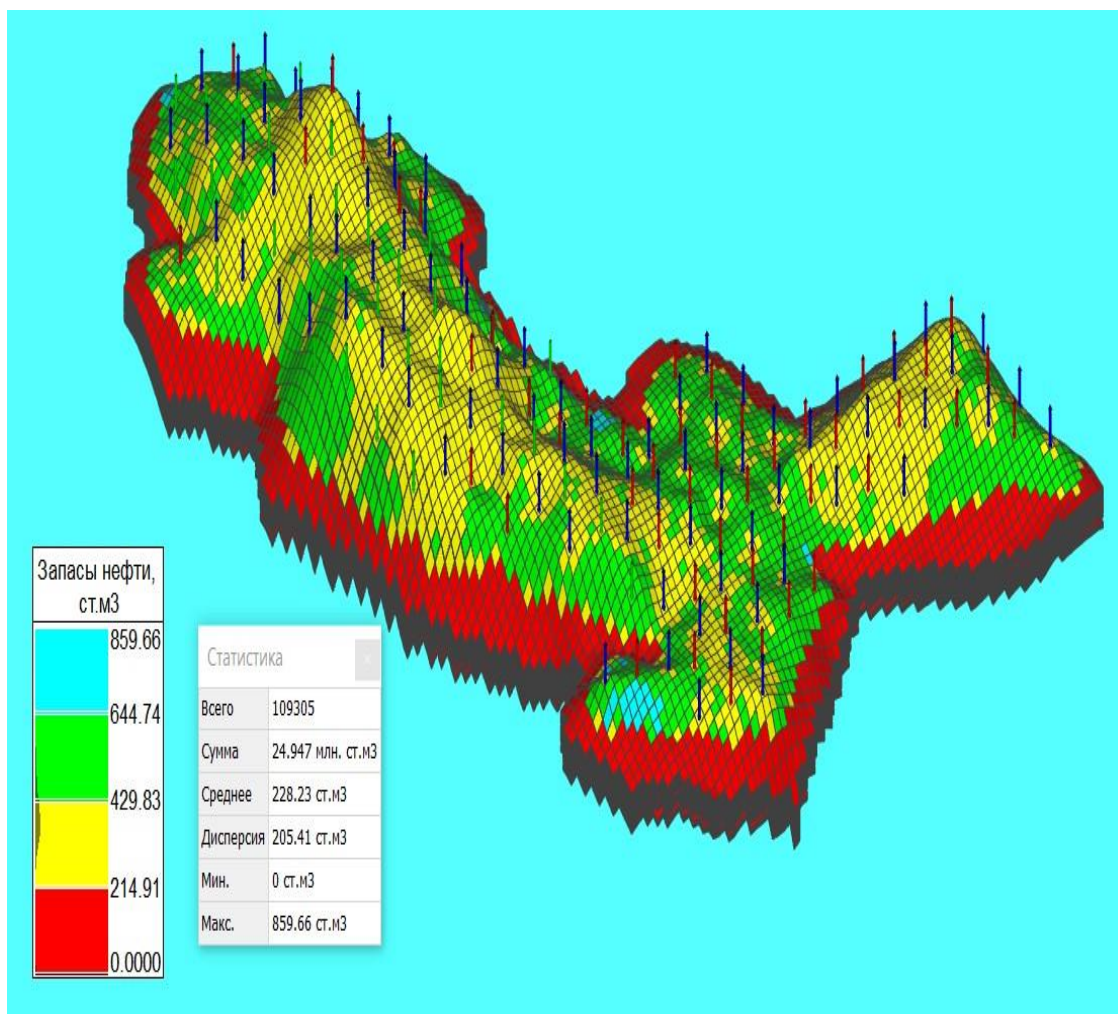


Рисунок 3.11 Проектная расстановка скважин лучшего варианта разработки к концу прогноза.

Данный каркас модели вместе с эксплуатационными скважины представлен к концу прогнозируемой разработки для пластов Ю₁₄₋₁₅ на протяжении 50 лет. Красным цветом представлены добывающие скважины, синим - нагнетательные.

3.7. Выбор УЭЦН для заканчивания скважин на Майском месторождении

Добыча нефти на Майском месторождении будет осуществляться механизированным способом.

Технические средства и технологии подъема жидкости должны соответствовать добычным возможностям скважин:

- Добывающие скважины – эксплуатационная колонна диаметром 146 мм, рекомендуется применение УЭЦН5, УЭЦН5А производительностью 20 – 400 м³/сут. и напором до 2000 м, в коррозионно и износостойком (УЭЦНК, УЭЦНИ) исполнении, выпускаемых ПК «Альметьевский насосный завод» АО «АЛНАС» или ОАО «Борец», г. Москва
- На отдельных низко дебитных и высоко обводнённых скважинах возможно применение установок электровинтовых насосов с наземным приводом, производительностью 12 – 15 м³/сут. и напором до 1500 м, в коррозионном и износостойком исполнении (Рисунок 3.12).

№ п/п	Параметры	Способ добычи	
		УЭЦН	УЭВН
1	Производительность установки, м ³ /сут.	20 – 500	10 – 200
2	Предельная глубина спуска оборудования, м	2700	2000
3	Допустимая температура на глубине подвески, 0С	120	100
4	Допустимая величина изменения пространственного угла скважины (зенитный + азимутальный), град/10 м	2	2
5	Допустимая величина изменения пространственного угла скважины в месте установки насоса, град/10 м	0,33	0,5
6	Содержание мех. примесей, г/л	0,1	0,8
7	Содержание свободного газа в насосе не более, %	25	50
8	с газосепаратором, на приеме насоса, %	до 60 (с газосепаратором МН-ГСЛ)	до 80 (газовый якорь)

Рисунок 3.12 - Технологические параметры применения механизированных способов добычи нефти

Рекомендуется нижеследующее устьевое и внутрискважинное оборудование для нефтяных скважин.

Для скважин с УЭЦН:

- устьевая арматура АФК1Э–65-210 и АФЭН - 21-65 производства ОАО “Станкомаш”, г. Челябинск;

- арматура АФК1Э – 65 – 21 ХЛ. производства – АО “Корвет”, г. Курган

- УЭЦН габарит 5 и 5А, производительностью $20 - 400 \text{ м}^3/\text{сут.}$ с напором до 1800 м , коррозионном и износостойком (УЭЦНК, УЭЦНИ) исполнении, выпускаемых ПК «Альметьевский насосный завод» АО “АЛНАС” и ОАО “Борец”, г. Москва;

- газосепараторы модульные МНК ГСЛ5, МН ГСЛИ ОАО “Лемаз”;

- станция управления «ЭЛЕКТОН-05», которая предназначена для регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты серийно выпускаемых ПЭД, производства ЗАО “ЭЛЕКТОН”, г. Радужный.

Для скважин с УЭВН:

- устьевая арматура АФК1Э–65-210 и АФЭН – 21-65 производства ОАО “Станкомаш”, г. Челябинск;

- арматура АФК1Э – 65 – 21 ХЛ. производства – АО “Корвет”, г. Курган 17;

- УЭВН $10 - 200 \text{ м}^3/\text{сут}$ с напором до 2000 м , коррозионно - и износостойком исполнении

- Газовый якорь

- Станция управления

Для нагнетательных скважин:

- устьевая арматура АНК – 65-210 с колонной головкой ОКК - 1 - 210 - 168х - 265, производства ПО «Баррикада» (г. Волгоград) или Воронежский механический завод (г. Воронеж), в соответствии с ГОСТ 13846-89 (для $P_y \leq 18 \text{ МПа}$); или более современная модель - АУН - 50 - 21 производства ОАО «Станкомаш» (г. Челябинск) (для $P_y \leq 18 \text{ МПа}$);

- нагнетательная арматура АНК-65 х 210 (350) производства ОАО «Баррикады» (г. Волгоград) выполнена по ГОСТ 13846-89, обеспечивает взаимозаменяемость и стыковку с широким диапазоном отечественного и импортного оборудования

- для регулирования расхода закачиваемой воды в пласт применить кран шаровой со сменными дросселями КШД-65 х 21 – 4ф ($P - 21 \text{ МПа}$; $\varnothing 2 - 20 \text{ мм}$). Конструкция крана позволяет производить смену дросселирующей насадки под давлением через боковое окно в корпусе крана. Соответствует требованиям стандартов API;

- пакер для защиты затрубного пространства от высокого давления и коррозии (с заполнением затрубного пространства обезвоженной нефтью или пресной водой с антисептиком и ингибитором коррозии).

- насосно-компрессорные трубы $\varnothing 73 \text{ мм}$ марки К по ГОСТ 633-80 производства Синарского трубного завода 17.

- для защиты от замерзания устьев нагнетательных скважин и открытых участков водоводов применить ленточные электрообогреватели во взрывозащищенном исполнении типа ЭНГЛЕх-1-1,7 (30)220 – 56,8 (НПО «Техэнергосинтез» г. Санкт-Петербург) с поверхностной теплоизоляцией материалом типа «Дорнит» или стеклоткань.

4. Экономическая обусловленность выбора оптимального варианта разработки пластов Ю₁₄₋₁₅

Принимаются цены на нефть в размере 11 826 за тонну на 2000 год, 60 рублей за баррель. Экспорт коммерческих и транспортных расходов принимаются траты в размере 40 рублей за баррель, пошлина на экспорт 6 017 рублей за тонну. Данные условия принимаются для 2000 года без учета инфляции.

- В варианте номер 1 предлагается пробурить 148 нагнетательных и 141 добывающих скважин на расстоянии в 500 метров между собой, с применением пятиточечной системы. После пробной эксплуатации производится гидравлический разрыв пласта на добывающие скважины в количестве 41 операций.

- Фонд скважин для Варианта номер 2 составляет 96 добывающих и 101 нагнетательных скважин придерживаясь пятиточечной системы разработки при расстоянии между скважинами в 600 метров.

- Фонд скважин для Варианта номер 3 составляет 69 добывающих и 75 нагнетательных скважин придерживаясь пятиточечной системы разработки при расстоянии между скважинами в 700 метров.

- Фонд скважин для Варианта номер 4 составляет 52 добывающих и 58 нагнетательных скважин придерживаясь пятиточечной системы разработки при расстоянии между скважинами в 800 метров.

Данные условия принимаются для 2000 года без учета инфляции. Экономическая рентабельность для пластов Ю₁₄₋₁₅ Майского месторождения рассчитана с учетом условий налогообложения, которое присуще законодательством РФ.

Экономическая рентабельность включает в себя капитальные затраты, получение выручки от добычи нефти, чистый дисконтный доход по проекту, сроки окупаемости проекта, вложения, затраты при эксплуатации, индекс доходности, динамика добычи по годам, дисконтный коэффициент равен 15%.

Для документации принимаются:

- **Внутренняя норма доходности (IRR)** - это метод расчета нормы доходности инвестиций. Термин "внутренний" относится к тому факту, что расчет исключает внешние факторы, такие как безрисковая ставка.

Метод может быть применен как ex-post, так и ex-ante. Применяемый ex-ante, IRR представляет собой оценку будущей годовой нормы прибыли. Применяемый ex-post, он измеряет фактическую достигнутую инвестиционную доходность исторических инвестиций;

- **Индекс производительности (PI)** - это показатель способности скважины добывать углеводороды с коммерческой скоростью. Оценка индекса производительности является одним из необходимых и очень важных шагов после начала добычи из нефтяной или газовой скважины. Индекс производительности говорит оператору о производительности нефтяной скважины. Он обычно обозначается "Pi или J";

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-tp}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-tp}}$$

где

E_H – коэффициент дисконтирования

Π_t – прибыль в период t

T – продолжительность проекта.

A_t - амортизационные отчисления в период t

K_t – капитальные вложения в период t

- **Рентабельный срок разработки** – период, в течение которого чистый денежный поток положителен;

- **Дисконтированный денежный поток (DCF)** - это метод оценки, используемый для оценки стоимости инвестиций, на основе ожидаемых будущих денежных потоков. Анализ DCF пытается определить ценность

инвестиций сегодня, основываясь на прогнозах того, сколько денег они принесут в будущем.

- **Индекс прибыльности (PI)**, альтернативно называемый коэффициентом инвестиций в стоимость (VIR) или коэффициентом инвестиций в прибыль (PIR), описывает индекс, который представляет взаимосвязь между затратами и выгодами предлагаемого проекта. Он рассчитывается как соотношение между приведенной стоимостью будущих ожидаемых денежных потоков и первоначальной суммой, инвестированной в проект. Более высокий PI означает, что проект будет считаться более привлекательным.

4.1. Эксплуатационные затраты на разработку пластов Ю₁₄₋₁₅

Расходы на техническое обслуживание эксплуатационных скважин определяются в зависимости от количества эксплуатируемых скважин и включают заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые и общепроизводственные затраты, а также затраты на техническое обслуживание и эксплуатацию оборудования.

Стоимость капитального ремонта скважин определяется исходя из текущего фонда скважин, межремонтного периода, в нашем случае его стоимость принимается равной 3 годам в первые 10 лет эксплуатации и 2 годам в последующие годы, а средняя стоимость капитального ремонта составляет 914 тыс. рублей. для добывающих скважин и 1 800 тыс. руб. для впрыска тепловых насосов.

Стоимость поддержания пластового давления складывается из стоимости обслуживания нагнетательных скважин и стоимости закачки воды.

Затраты на сбор и транспортировку нефти, а также технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и стоимости этих элементов расчета без учета амортизационных отчислений.

Амортизационные отчисления рассчитываются на основе классификации основных средств по амортизационным группам и срокам полезного использования в соответствии со статьей 258 налогового кодекса Российской Федерации и постановлением Правительства Российской Федерации от 1.01.2001 № 1. Конкретные нормы расчета капитальных затрат по направлениям и эксплуатационных затрат на добычу нефти устанавливаются заказчиком. (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Экономической оценки по вариантам разработки

Начало	2007	2007	2007	2007
Рентабельный год разработки	100	100	100	100
Добыча:				
Нефти за расчетный период, млн.т	10,94892	11,901	9,87783	8,56872
Добыто жидкости млн.т	97,561	111,523	85,312	69,321
Добыто нефти, млн.т	10,94892	11,901	9,87783	8,56872
Капитальные вложения, млн.руб.	16341,5	12139	9606,1	7073,2
Эксплуатационные затраты млн.руб.	66240	66028,4	56175,7	53058,5
Чистая прибыль млн.руб.	-7233	663,3	3963,7	315,3
Накопленный поток наличности, млн.руб.				
- за расчетный период	-7233	663,3	3963,7	3131,323
- за рентабельный период	6122,2	11873,1	12706,2	10037,898
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	0%	16%	0%	14%
Срок окупаемости, годы	13,5	8,3	8,8	9,6
Доход государства, млн.руб.	50445,1	55723,8	50470	46313,4
Дисконтиров. поток наличности (NPV15%), млн.руб.				
- за расчетный период	-1466,8	108,6	73,3	60,839
- за рентабельный период	1558,7	2672	2595,8	2154,514
Индекс доходности (PI), доли ед.	0,8	1	0,9	0,8
Срок окупаемости (с дисконтом 15%), годы	не окупается	18,5	19,4	21,2
Доход государства (с дисконтом 15%), млн.руб.	12529,8	12266	11568,8	11123,4

Из подсчитанных данных, мы получили экономические показатели по которым можем утвердить лучший вариант разработки.

1 Вариант

Вариант представляет собой пятиточечную систему разработки с расстоянием 500 метров между скважинами для пласта Ю₁₄₋₁₅. Вложения на

капитальные затраты составили 16 341,5 млн.руб, которые в итоге не совсем окупились исходя из Дисконтированного потока наличности при ставке в 15% за расчетный период равному -1 466,8 млн. руб. Индекс доходности равен 0,8, доход государству 12 529,8 млн. рублей. Высокие капитальные затраты окупаются за счет высоких дебитов.

2 Вариант

Вариант представляет собой пятиточечную систему разработки с расстоянием 600 метров между скважинами для пласта Ю14-15. Вложения на капитальные затраты составили 12 139 млн. руб., при ставке дисконтированного потока наличности в 15% за расчетный период равному 108,6 млн. руб. Чистая прибыль равна 663,3 млн. рублей. Индекс доходности равен 1, доход государству составил 12 266 млн. рублей. Высокие капитальные затраты окупаются за счет высоких дебитов. Данный вариант с расстоянием в 600 метров является наиболее рекомендуемым.

3 Вариант

Вариант представляет собой пятиточечную систему разработки с расстоянием 700 метров между скважинами для пласта Ю₁₄₋₁₅. Вложения на капитальные затраты составили 9 606,1 млн. рублей, при ставке дисконтированного потока наличности в 15% за расчетный период равному 73,3 млн. руб. Чистая прибыль равна 3 963,7 млн рублей. Индекс доходности равен 0,9, доход государству составил 11 588,8 млн. рублей. Данный вариант является следующим рекомендуемым вариантом после 2 лучшего.

4 Вариант

Вариант представляет собой пятиточечную систему разработки с расстоянием 800 метров между скважинами для пласта Ю₁₄₋₁₅. Вложения на капитальные затраты составили 7 073 млн. рублей, исходя из Дисконтированного потока наличности при ставке в 15% за расчетный период равному 60, 839 млн.

руб. Индекс доходности равен 0.8, доход государству 11 123,4 млн. рублей.
Чистая прибыль для данного варианта составляет 315,3 млн. рублей.

Таким образом для разработки пластов Ю₁₄₋₁₅ на Майском месторождении наиболее эффективный вариант является вариант номер 3. Данный вариант позволяет нам:

- за 50 лет разработки, добыть 11 901 тыс. ст2м3 тонн нефти.
- получить прибыль в размере 108,6 млн. рублей со ставкой дисконтированного потока.

5. Социальная ответственность, охрана окружающей среды и недр.

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды рекомендуемого варианта разработки Майского месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий, связанных с рекомендуемым вариантом разработки Майского месторождения.

5.1. Анализ опасных производственных факторов при разработке нефтяного месторождения

При разработке нефтяных месторождений присутствуют опасные и вредные производственные факторы, которые могут привести к ухудшению состояния здоровья или смерти рабочих, поэтому необходимо предусматривать мероприятия для защиты от них (Рисунок 5.1)

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
МУН	<ul style="list-style-type: none">• Превышение уровней шума;• Недостаточная освещенность рабочей зоны;• Отклонение показателей микроклимата• Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны.• Химические реагенты	<ul style="list-style-type: none">• Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования• Давление (разрушение систем, работающих под давлением)• Электричество (оборудование, работающее под высоким напряжением)	<ul style="list-style-type: none">ГОСТ 12.1.003-83ГОСТ 12.1.004-91ГОСТ 12.3.003-86ГОСТ 12.3.004-75

Рисунок 5.1 – Основные элементы производственного процесса

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники

обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Неудовлетворительные метеорологические условия

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест производственных помещений с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий. Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха; · скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого и функционального состояния человека. Допустимые величины показателей микроклимата устанавливаются в случаях, когда по

технологическим требованиям, техническим и экономическим причинам не могут быть обеспечены оптимальные величины. В производственных помещениях, в которых допустимые нормативные величины показателей микроклимата невозможно установить из-за технологических требований к производственному процессу или экономически обоснованной нецелесообразности, условия микроклимата следует рассматривать как вредные и опасные. В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия (например, системы местного кондиционирования воздуха, воздушное душирование, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска, уменьшение стажа работы и др.).

Для оценки сочетанного воздействия параметров микроклимата в целях осуществления мероприятий по защите работающих от возможного перегревания рекомендуется использовать интегральный показатель тепловой нагрузки среды (ТНС).

Повышенный уровень шума при подготовке нефти

Технологические процессы являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно участвующих в технологических процессах. В результате исследований установлено, что б3 шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Сильный внешний шум создается при работе компрессоров, насосов, транспорта и другой техники. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум,

регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 6. Основные методы борьбы с шумом:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- снижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха; • использование средств автоматизации для управления технологическими процессами.

Неудовлетворительная освещенность

Согласно ГОСТ 12.0.003. -86 недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие. 64 Согласно ГОСТ 12.4.011-89 к средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света; • осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки.

Электроопасность при подготовке нефти

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение

приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников не электротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока). Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны II–III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности как ЧС изложены в ГОСТ 12.1.004-91.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» 4. Класс рабочей зоны II–III по классификации пожаро-опасных зон – зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие

вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрыва-опасных зон – зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;
- 3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;
- 4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Кусты скважин, где производятся работы, должны быть укомплектованы первичными средствами пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-10 - 10 шт., или углекислотные;
- ОУ-10 - 10 штук или один огнетушитель ОП-100 (ОП-50 2 шт.);
- лопаты - 2 шт.; • топор, лом - по 1 шт.

Допуск работников к проведению работ должен осуществляться после прохождения ими противопожарного инструктажа. Если происходит изменение специфики работ, то необходимо провести внеочередной инструктаж. Вся передвижная техника в зоне проведения работ должна быть обеспечена искрогасителями заводского изготовления.

Машины, компрессоры, опрессовщики, задействованные в производстве подготовительных и огневых работ, должны оснащаться не менее чем двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10.

Приказом устанавливается соответствующий противопожарный режим, в котором должны быть установлены:

- порядок утилизации горючих отходов, места хранения промасленной спецодежды;
- порядок отключения от питания электрооборудования в случае пожара;
- последовательность проведения огневых и пожароопасных работ, действия и обязанности работников при возникновении пожара;

- порядок и сроки прохождения внеочередного противопожарного инструктажа;

Горючие отходы, мусор и т.д. следует собирать на специально выделенных площадках в контейнеры или ящики, а затем вывозить. Спецодежда лиц, работающих с маслами, лаками, красками должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах. При работе категорически запрещается курить на рабочем месте. На рабочих местах должны быть вывешены предупредительные надписи: “Не курить”, “Огнеопасно”, “Взрывоопасно”. В случае возникновения пожара использовать пенные, порошковые, углекислотные огнетушители или приспособления для распыления воды. 67

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены. Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств. Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;

- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности

- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;

- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению. Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;

- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;

- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале. Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно. Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

5.2 Экологическая безопасность нефтяного производства (на примере месторождения)

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природо-охранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо-, нефтепроводах;

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);

- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий. В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке Майского месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы. Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недр пользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;

- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;

- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюрным камнем и имеют дождеприёмные колодцы, через которые загрязненные 70 дождевые стоки и разбившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ПЖД; При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности: ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации; • локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации. Аварийные разливы на объекте должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования в случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из 71 технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным

источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины. Основными источниками ЧС на территории нефтяного месторождения М являются:

- аварии в результате выхода из строя запорно-регулирующей и предохранительной арматуры;

- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;

- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода. Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;

- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;

- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;

- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;

- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;

- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа. При эксплуатации технологического

оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие. В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются. Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: – в районах крайнего Севера – 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней

1.5. Охрана окружающей среды и недр

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Анализ и уровень воздействия на окружающую среду предшествующей разработки месторождения в разделе не приводится, так как до настоящего времени разработка Майского месторождения не проводилась, пробурены только разведочные скважины.

В разделе приведена экологическая оценка воздействия на компоненты природной среды при реализации рекомендуемого варианта проекта пробной эксплуатации месторождения. Предусмотрены мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану окружающей среды и недр от возможных негативных воздействий при проведении работ по строительству и эксплуатации объектов Майского месторождения.

5.6. Охрана атмосферного воздуха

Основной вид деятельности на территории Майского нефтяного месторождения - добыча и транспортировка нефти.

Существующее положение – пробурено 1 разведочная скважины, три (392) – в ожидании эксплуатации.

Строительство эксплуатационных скважин будет осуществляться в соответствии с отдельно разработанным рабочим проектом, в состав которого будет входить раздел «Охрана окружающей среды». В разделе будут определены объёмы выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу, объёмы отходов производства и потребления, объёмы водопотребления и водоотведения; определена плата за сбросы и выбросы ЗВ, за размещение отходов, за использование природных ресурсов.

Основные источники выбросов ЗВ в атмосферу в период строительства скважин на Майском месторождении:

- котельная с котлами ПКН-2С,
- установка для освоения А 60/80,
- ППУ (передвижная паровая установка),
- дизельные электростанции,

- двигатели внутреннего сгорания автотранспорта и строительной техники.

Валовый выброс ЗВ в атмосферу на стадии строительства эксплуатационных скважин ориентировочно составит 1500 тонн.

Проект эксплуатации Майского нефтяного месторождения предусматривает герметизированную систему добычи, сбора и транспорта продукции скважин. Нефтегазоводяная смесь от эксплуатационных скважин по нефтесборным коллекторам поступает на установку подготовки нефти (УПН) Майского месторождения. Товарная нефть собирается в резервуары РГС-100 (7 ед.), откуда через площадку налива нефти заливается в автоцистерны и вывозится частично на нефтеперерабатывающий завод частично – на Фестивальное месторождение. Схема транспорта нефти в автоцистернах временная.

Постоянная схема предусматривает подачу нефти через узел учета к насосам внешней перекачки и в нефтепровод диаметром 325 мм, протяжённостью около 70 км «Майское-Фестивальное».

Основные направления использования попутного нефтяного газа: топливо для котельной, топливо для печей подогрева. Рассматривается вопрос об использовании попутного нефтяного газа для выработки электроэнергии для нужд промысла.

Избыток газа первой степени сепарации нефти, аварийные сбросы, предохранительные клапаны аппаратов планируется подавать на факел высокого давления, газ концевой степени сепарации и аварийные выбросы - на факел низкого давления.

Утилизация газа на стадии пробной эксплуатации месторождения будет составлять 60,0 % от ресурса. При использовании газодизельных установок для выработки электроэнергии утилизация газа будет составлять 88,7 %.

Выработка электроэнергии предусматривается на дизель-генераторных установках ДГУ 1МВт «Cummins» (4 рабочих, 1 - резервная). Дизельное топливо будет производиться на нефтеперерабатывающем заводе в блочно-модульном исполнении, полной заводской готовности производительностью 50 тонн

дизельного топлива/сутки.

Потребителями электроэнергии будут электродвигатели погружных насосов эксплуатационных скважин, двигатели насосов внешней перекачки, дренажных емкостей и задвижек, двигатели насосов системы ППД, электроосвещение и обогрев проектируемых сооружений и площадок.

Источники выброса на стадии пробной эксплуатации месторождения:

- котельная,
- факел низкого давления (ФНД),
- факел высокого давления (ФВД),
- резервуарный парк (РГС-100, 7 ед.),
- дизель-генераторные установки,
- печи подогрева,
- установка по утилизации отходов «Факел-1М»,
- нефтеперерабатывающий завод.

Расчет количеств ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от планируемых источников на стадии пробной эксплуатации месторождения, выполнен в соответствии с нормативными документами.

Планируемые источники выброса ЗВ в атмосферу рассредоточены по площади месторождения, что способствует рассеиванию выбрасываемых ЗВ в приземном слое атмосферы. В условиях равнинного рельефа Майского месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключена (Рисунок 5.2)

Загрязняющие вещества	Код веществ	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Углерода оксид	337	4	5
Азота диоксид	301	2	0,2
Азота оксид	304	3	0,4
Бенз(а)пирен	703	1	1Нг/м ³
Серы диоксид	330	3	0,5
Сажа	328	3	0,15
Углеводороды (по метану)	410		50 ОБУВ
Углеводороды (по керосину)	2732		1,2 ОБУВ
Формальдегид	1325	2	0,035
Взвешенные вещества	2902	3	0,5
Ксилол	616	3	0,2
Бензол	602	2	0,3
Толуол	621	3	0,6
Углеводороды C ₁ -C ₅	415		50
Углеводороды C ₆ -C ₁₀	416		60

Рисунок 5.2 - Количество загрязняющих веществ

Предусмотрены мероприятия по сокращению выбросов ЗВ в атмосферу в период неблагоприятных метеорологических условий. Сокращение выбросов ЗВ от подогревателей и котлоагрегатов обеспечивается методами, относящимися к оптимизации процесса сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания. На факельных системах усиливается контроль за режимом горения, за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления.

Охрана атмосферного воздуха на территории нефтепромысла обеспечивается мероприятиями, направленными на сокращение потерь нефти и газа, повышение надежности нефтепромыслового оборудования, высокую степень утилизации попутного нефтяного газа.

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде, проектом пробной эксплуатации предусматривается:

- герметизированная система сбора, подготовки и транспорта нефти;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;

- сброс газа с предохранительных клапанов на факел;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизация попутного нефтяного газа.

5.7. Охрана водной среды.

Негативное воздействие в период пробной эксплуатации Майского месторождения на водную среду возможно при строительстве скважин, при использовании подземного водозабора (пресных вод для технологических нужд строительства скважин), сбросе сточных вод, при аварийных разливах нефти.

Рассматриваемая территория представляет собой слабо расчленённую равнину с широкими, сильно заболоченными водоразделами и долинами рек. Абсолютные отметки поверхности изменяются в пределах от 120,0 до 135,0 м.

Территория месторождения находится на правом берегу р. Васюган. Гидрографическая сеть территории представлена реками Елизаровка, Коровья, Старица, Татарка, Гиршов, Северная и ручьями без названия.

Реки являются типично таежными с малыми уклонами продольного профиля, обладают слабой возможностью для самоочищения.

Минимальная ширина водоохранных зон (ВОЗ) водных объектов принята в соответствии с Водным Кодексом Российской Федерации (№74-ФЗ от 03.06.2006 г. с изменениями на 04.12.2006 г.). Для р. Васюган минимальная ширина ВОЗ составляет по 200 м в обе стороны от среднемноголетнего уреза воды в реке; для рек Елизаровка, Коровья и Старица – по 100 м; для рек Татарка, Гиршов, Северная и ручьёв без названия – по 50 м.

Хозяйственная деятельность в пределах водоохраной зоны водных объектов должна осуществляться с соблюдением мероприятий, предотвращающих загрязнение, засорение и истощение вод.

В водоохранных зонах водных объектов запрещается:

- захоронение, складирование мусора, отходов производства и бытовых

отходов;

- проведение без согласования с бассейновыми и другими территориальными органами управления использованием и охраной водного фонда Министерства природных ресурсов РФ работ по добыче полезных ископаемых и землеройных работ.

Планируемые площадки строительства новых скважин, промышленной зоны размещены на суходольных участках за пределами водных объектов и их водоохраных зон.

Для обеспечения водой технологических потребностей строительства новых скважин на каждой кустовой площадке предусматривается бурение артезианской скважины глубиной 260 м. Подземные воды приурочены к тонкозернистым пескам атлымской свиты, защищенным от загрязнения мощными толщами глинистых горизонтов.

Подземные воды по химическому составу гидрокарбонатные, хлоридно-гидрокарбонатные, пресные с минерализацией гидрокарбонатные 0.3-0.7 г/л, умеренно жесткие, нейтральные. В водах повышенное содержание железа (1.1-4.9 мг/л), марганца (0.1-0.3 мг/л), аммония (2.2-4.95), недостаток фтора (0.1 мг/л).

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1,0 x 1,0 x 0,1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

Для артскважины временного пользования на планируемых кустовых площадках первый пояс ЗСО имеет радиус 30 м. В пределах первого пояса ЗСО (зона строгого режима охраны) артскважины территория планируется с учетом отвода поверхностного стока за пределы пояса, в ее пределах запрещаются все виды строительства и размещения сооружений, не имеющих непосредственного отношения к эксплуатации водозаборных сооружений. В пределах границы второго пояса ЗСО (зоны защиты водоносного горизонта от микробного и химического загрязнения) запрещено размещение складов ГСМ и химреагентов,

накопителей шлама.

После окончания бурения и испытания на площадке строительства эксплуатационных скважин артскважина временного пользования ликвидируется в соответствии с «Правилами ликвидационного тампонажа...».

Вода для системы поддержания пластового давления (ППД) будет добываться из отложений покурской свиты апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, для чего планируется перевод поглощающей скважины в водозаборную (глубиной 1900 м) в 2008 г.

Сеноманская вода с добавлением подтоварной воды с установки подготовки нефти и сточных вод из дренажных емкостей (дренажи от технологических сооружений) подается на водоподготовку, затем - в нагнетательные скважины.

Предупреждение загрязнения минерализованных сеноманских вод и пресных артезианских вод обеспечивается мероприятиями, заложенными в технологических решениях по конструкции эксплуатационных скважин.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-0 1», утвержденным Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 16 июля 2001 года, введенным в действие с 1 октября 2001 г.

Производственное и хозпитьевое водоснабжение промысла предусматривается из планируемого подземного водозабора, для чего будет пробурено две артезианские скважины (1-рабочая, 1-резервная). Потребности в питьевой воде составят 1,25 м³/сут или 456 м³/год (из расчёта 0,025 м³/сут. на одного человека, вахтовый посёлок рассчитан на проживание 50 человек). Потребности в воде на производственные нужды будут определены при разработке рабочего проекта на обустройство Майского месторождения.

Вода, подаваемая на хозпитьевые нужды, будет проходить очистку на водоочистном комплексе. Показатели качества воды будут приводиться в соответствии с требованиями СанПиН 2.1.4-1074-01 «Питьевая вода...».

Хозбытовые сточные воды отводятся на канализационные очистные сооружения (КОС). Расход хозбытовых сточных вод, поступающих на КОС, составит 1,25 м³/сут.

Негативное воздействие на поверхностные воды в период пробной эксплуатации месторождения в нормальном режиме работы не предусматривается. При возможных авариях нефтесборных сетей, нарушениях обваловок площадок скважин на земную поверхность и в приповерхностную зону поступает нефть.

При аварийном разливе нефти на суходоле производится ликвидация (заглушка, перекрытие) источника разлива; локализация растекания нефти по земной поверхности прокладкой сборных канав, устройством ям-ловушек; откачка и вывоз на УПН разлившейся нефти. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами применяются адсорбирующие материалы: пенополиуретан, перлит. Для разложения остаточной нефти в теплое время года можно использовать бактериальный препарат аборигенных микробов - деструкторов нефти ООО «ЭКОЙЛ» (г. Томск).

При разливе нефти в поверхностный водоток (р. Татарка) при порыве планируемого межпромыслового трубопровода предусматривается локализация нефтяного загрязнения боновым заграждением (с приямком для сбора нефти), откачка и вывоз на УПН Майского месторождения. Рекомендуется предусмотреть боновые заграждения для локализации разливов нефти и скиммеры для сбора разлившейся нефти в емкости. Боновые заграждения и устройства для сбора нефти с поверхности воды поставляет ТОО "Морское" (Россия, г. Санкт-Петербург). Для сбора нефти с поверхности воды рекомендуется использовать Суперсорбент и Мульти-С - сорбирующие материалы многоразового использования для сбора разлитых нефти и нефтепродуктов, выпускаемые фирмой «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ», г. Москва. Суперсорбент и Мульти-С сорбирующие материалы многоразового использования выпускаются в виде 5-ти метровых секций сорбирующих бонов диаметром 10 см и 20 см, а также в виде 10-м секций сорбирующик бонов

диаметром 10 см и 20 см. Конструкция сорбирующих боновых заграждений обеспечивает их длительную плавучесть после полного насыщения нефтепродуктами.

Разливы нефти классифицируются как чрезвычайные ситуации и ликвидируются в соответствии с законодательством Российской Федерации. В зависимости от предполагаемого возможного объема разлива нефти при порыве планируемого трубопровода чрезвычайная ситуация будет иметь категорию регионального значения.

На следующей стадии подготовки проектных документов, в частности рабочего проекта «Обустройство Майского месторождения» будет выполнен расчет риска аварийных разливов нефти с учётом требований Постановления правительства РФ №613 от 21 августа 2000 г. «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Для предупреждения аварийных ситуаций на трубопроводном транспорте проводится плано-предупредительный ремонт (ППР) эксплуатируемого оборудования. Служба ППР обеспечивается средствами диагностики, позволяющими определять состояние оборудования и трубопроводов, очередность и технологию ремонта.

В целях снижения негативного воздействия на водную среду при пробной эксплуатации месторождения предусматриваются следующие мероприятия:

- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных горизонтов;
- организация зон санитарной охраны артезианских скважин;
- применение сорбентов и микробов-деструкторов аборигенной микрофлоры для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность;
- применение антикоррозионной защиты трубопроводов;
- применение на кустовых площадках дренажной системы с подземной емкостью для сбора проливов при ремонтных работах с последующей откачкой и

вывозом автоцистернами на очистные сооружения производственных стоков УПН.

Реализация перечисленных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и позволит снизить до минимума негативное воздействие пробной эксплуатации месторождения на поверхностные и подземные воды.

5.8. Охрана земель, флоры и фауны

Площади испрашиваемых земельных участков под строительство объектов пробной эксплуатации определены в соответствии с нормативными документами - ПУЭ «Правила устройства электроустановок», СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов», СНиП II-89-80* «Генеральные планы промышленных предприятий», СН 467-74 «Нормы отвода земель для автомобильных дорог», СН 465-74 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ» и будут уточнены при разработке рабочего проекта.

Использование земель строго в пределах границ полосы отвода, строительство эксплуатационных скважин с кустовых оснований позволит сконцентрировать негативное воздействие пробной эксплуатации месторождения на земли, растительность и животный мир на ограниченных площадях.

Почв сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. Земли используются в лесном хозяйстве.

Планируемые к отводу земли заняты лесными угодьями - лесами III группы эксплуатационного назначения.

Территория Майского месторождения не входит в границы территорий приоритетного природопользования. Здесь нет родовых угодий и поселений малочисленных народностей Севера.

На территории месторождения отсутствуют заповедники, заказники, памятники культуры и природы.

На автоморфных (суходольных) участках развиты подзолистые, болотно-подзолистые почвы; на гидроморфных (заболоченных) участках - торфяно-болотные почвы. Механический состав почв представлен средними и тяжелыми суглинками, супесями и песками. Почвы отличаются невысокой продуктивностью

Негативное воздействие на почвенный покров при строительстве планируемых объектов определяется разрушением и заменой естественных почвенных горизонтов на минерализованные грунты при отсыпке площадок строительства скважин и насыпи автодорог минеральным грунтом (песком). Для отсыпки потребуется 250000 м³ минерального грунта, который будет добываться из карьера на территории месторождения.

Суходольные участки земли, изымаемые в краткосрочное пользование (на период строительства планируемых объектов), рекультивируются в ходе проведения основных работ, при отсутствии возможности - в месячный срок после завершения работ, но не позднее одного года после окончания строительных работ. Заболоченные участки не рекультивируются. В процессе проведения рекультивационных работ нарушенные земельные участки приводятся в состояние, пригодное для использования в лесном хозяйстве.

Растительный покров территории месторождения представлен южно-таежными формациями лесной и болотной растительности. Лесные насаждения образованы сосной, березой, пихтой, елью, осиной. На дренируемых поверхностях распространены разнотравные и мшистые типы леса. На слабо дренируемых поверхностях они замещены сфагновым типом леса, в долинах рек развиты леса травяного-болотного типа. Среди болот преобладают верховые и переходные с сосново-кустарничково-сфагновым растительным комплексом. В долинах рек Татарка и Елизаровка встречаются открытые евтрофные осоковые, осоково-гипновые болота.

В травяно-кустарничковом ярусе среди дикорастущих лекарственных и пищевых растений встречаются багульник болотный, брусника, черника, рябина, шиповник, черная смородина.

В пределах участка намечаемого строительства на месторождения выделяется 1 тип территории природоохранного назначения – водоохранные зоны (ВОЗ) и прибрежные защитные полосы (ПЗП) поверхностных водных объектов.

Планируемые к строительству площадочные объекты расположены за пределами водоохранных зон и прибрежных защитных полос водных объектов.

Негативное воздействие объектов планируемой пробной эксплуатации месторождения на растительность оказывается:

- вырубкой леса на испрашиваемых под строительство землях
- повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней
- возможными аварийными разливами нефти.

Для рационального использования растительных ресурсов и снижения отрицательного воздействия планируемой пробной эксплуатации месторождения на растительность рекомендуется:

- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства,
- ликвидировать порубочные остатки – сучья, ветки, пни путем их захоронения в траншеях, расположенных на суходоле в полосе временного отвода,
- выполнять строительные работы строго в полосе отвода, в целях предотвращения механического нарушения почвенно-растительного покрова на прилегающих участках,
- проводить своевременную рекультивацию нарушенных и загрязнённых земель,
- соблюдать правила пожарной безопасности при работе в лесных массивах.

Животный мир района месторождения типичен для южно-таежных районов. Охотничье-промысловыми видами являются: белка, заяц-беляк, соболь, медведь, лисица, лось, норка, ондатра. Из птиц встречаются: рябчик, тетерев, глухарь. Данные о наличии редких и исчезающих видов животных и путях их миграций на рассматриваемой территории отсутствуют.

Реки территории месторождения являются водоемами второй категории рыб хозяйственного пользования. Ихтиофауна рек представлена частичковыми рыбами (елец, плотва, карась, голянь, щука, окунь). Рыбы ценных охраняемых видов здесь не обитают и не заходят в период миграций. Промысловый лов рыбы не проводится.

Негативное воздействие объектов планируемой пробной эксплуатации месторождения на животный мир оказывается:

- отчуждением и трансформацией части территорий, на которой обитают популяции животных,
- возможным загрязнением почв и поверхностных вод химреагентами (применяемыми на месторождении), нефтепродуктами и горюче-смазочными материалами,
- беспокойством животных в результате увеличения степени доступности угодий при планируемой пробной эксплуатации месторождения,
- возможными аварийными разливами нефти.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемой пробной эксплуатации месторождения на животный мир предусматривается:

- концентрация планируемых объектов на ограниченных площадях – на площадках строительства,
- устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваловки и оснований планируемых площадок строительства скважин, емкостей с нефтью,
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

Реализация перечисленных мероприятий позволит ограничить негативное воздействие планируемой пробной эксплуатации месторождения на животный мир пределами площадных объектов. Беспокойство животных производством работ при отсутствии браконьерства будет сказываться в пределах нескольких сотен метров от планируемых объектов в период их строительства.

5.9. Охрана недр в процессе бурения

Негативное воздействие планируемой пробной эксплуатации месторождения на недра возможно в процессе перфорации водоносных и нефтегазоносных пластов месторождения добывающими скважинами; загрязнения реагентами буровых растворов при строительстве скважин; изъятия нефти и газа из продуктивных пластов месторождения; изъятия пресной воды из водоносных горизонтов; закачки предварительно очищенных производственных стоков, попутных пластовых вод в поглощающую скважину, с 2008 года в систему ППД; изъятия грунта для отсыпки площадок при строительстве объектов.

Предусматриваемые при разработке месторождения мероприятия по охране недр являются составной частью всех основных технологических процессов, направленных на обеспечение безаварийности производства и рациональное использование природных ресурсов.

Основными источниками негативного воздействия на недра в процессе разработки месторождения являются скважины различного назначения.

Негативное воздействие на недра образуются при:

- бурении эксплуатационных скважин
- извлечении нефти, газа и попутных пластовых вод
- заборе воды из подземных источников для хозяйственных и технологических нужд.

Комплекс мероприятий по охране недр, обеспечивает предотвращение негативного воздействия строительства и эксплуатации скважин на недра в процессе пробной эксплуатации месторождения.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов в основном IV класса опасности,
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства,
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти,
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов,
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ,
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с контролирующими органами.

В процессе строительства планируемых эксплуатационных скважин потенциальными источниками загрязнения недр являются: буровые и тампонажные растворы, сточные буровые воды, продукты испытания скважин, ливневые стоки с площадок, скважин аварийные разливы нефти.

При бурении скважин наибольшему загрязнению подвержены приповерхностная зона вокруг стволов скважин и воды подземных горизонтов.

В целях исключения загрязнения водоносных горизонтов, возможных для использования в качестве источника питьевых вод, бурение скважин под кондуктор проводится с использованием буровых растворов, не содержащих нефть, фенолы, хроматы. Конструкция и технология проводки скважин обеспечивает надежную герметизацию водоносных и нефтеносных горизонтов, предотвращающую межпластовые перетоки и загрязнение подземных вод.

Для исключения поступления нефти при строительстве и эксплуатации скважин, в проницаемые водонасыщенные отложения, в скважинах

предусмотрен спуск кондуктора для перекрытия неустойчивых отложений с установкой противовыбросового оборудования, разобщение водоносных горизонтов проводится спуском эксплуатационной колонны. Надежная изоляция в пробуренных скважинах всех нефтеносных, водоносных и проницаемых пластов проводится цементированием всех обсадных колонн, с проверкой качества цементирования колонн геофизическими и гидродинамическими методами.

Качественная изоляция проницаемых пластов в затрубном пространстве устраняет возможность перетоков жидкости из одного объекта в другой, предотвращая ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта. Герметичность обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства проверяется опрессовкой.

Для предупреждения возможного фонтанирования эксплуатационных скважин и исключения загрязнения окружающей природной среды вскрытие нефтяных пластов проводится с установкой превенторов - противовыбросовых устройств, устанавливаемых на устье скважин. Для сбора продуктов освоения (испытания) скважин предусматриваются металлические емкости с обваловкой их по периметру и прокладкой выкидных линий к ним от фонтанной арматуры.

При строительстве скважин возможны осложнения, сопровождающиеся загрязнением подземных вод (поглощение бурового раствора, обвалы стенок скважин; газоводопроявления в виде пузырьков газа, перелива воды, разжижение промывочной жидкости агрессивными пластовыми водами). Мероприятия по предупреждению осложнений предусматриваются в рабочих проектах на строительство скважин Майского месторождения.

В процессе строительства скважин образуются отходы бурения (выбуренный шлам, отработанные буровые растворы, сточные буровые воды) – потенциальные источники загрязняющих веществ для окружающей природной среды и недр, сброс которых на рельеф запрещен.

Проектом пробной эксплуатации месторождения предусматривается амбарная технология бурения на планируемых площадках.

Жидкая фаза (осветленная вода) поступает на повторное использование или подается в коллектор для закачки в поглощающую скважину. Твердая фаза (буровой шлам), накапливается в шламовых амбарах, с последующим захоронением грунтом из обваловки шламовых амбаров.

Предусматриваемые в процессе строительства и освоения скважин мероприятия обеспечат предотвращение негативных последствий разработки месторождения на состояние недр и окружающей природной среды.

Заключение

В ходе данной диссертационной работы было проведён комплекс работы по разработке аллювиальных низкопроницаемых пластов Майского месторождения. Прделана работа с петрофизическими данными в программе Techlog, после чего строилась геологическая и гидродинамическая модель для пластов Ю₁₄₋₁₅ на Майском месторождении.

Были отсечена не рентабельная площадь по отметке ВНК, по которой был сделан полигон месторождения, после чего были подсчитаны запасы углеводородов. После чего строилась гидродинамическая модель, где сначала производилась адаптация с историей на месторождении, затем делалась прогнозная модель на период 50 лет. Было предложено 4 варианта разработки пятиточечной системы с расстоянием между скважинами в 500, 600, 700, 800 метров с применением гидравлического разрыва пласта на добывающие скважины, за счет того, что пласты месторождения слишком низко проницаемы, добыча на месторождении возросла в 3-4 раза. Выявлен лучший вариант по добычи, под номером 2, расстояние которого составляет 600 метров между скважинами, а также подсчитаны NPV для каждого варианта, где также подтвердилось, что второй вариант лучший для разработки данного месторождения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин; Академия - Москва, 2012.
- 2 Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин; Академия - Москва, 2010.
- 3 Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин; Академия - Москва, 2013
- 4 Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений; М.: Недра - Москва, 2010.
- 5 Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов; М.: Недра - Москва, 2011.
- 6 Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей; Институт компьютерных исследований - Москва, 2012. - 896 с.
- 7 Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ; М.: Недра - Москва, 2013. - 638 с.
- 8 Краснова Л.Н. Организация, нормирование и оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности / Л.Н. Краснова, М.Ю. Гинзбург. - М.: КноРус, 2016
- 9 Кременецкий М.И. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей / М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов, Д.Н. Гуляев. - М.: Институт компьютерных исследований,
- 10 Лаврентьев, А.В. Анализ причин и последствий пескопроявлений на завершающей стадии разработки нефтяных и газовых месторождений / А.В. Лаврентьев. - М.: Горная книга, 2019.
- 11 Леонов, Е. Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. В 2 частях. Часть 1. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2017.

- 12 Муляк, В.В. Гидрохимические методы анализа и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений / В.В. Муляк. - М.: ГЕОС, 2017.
- 13 Общий курс геофизических методов разведки нефтяных и газовых месторождений / Е.Н. Калепов и др. - М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 2014.
- 14 Охрана труда при строительстве объектов нефтяной и газовой промышленности. Справочник. - М.: Недра, 2014.
- 15 Рассел, Джесси Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации / Джесси Рассел. - М.: VSD, 2017.
- 16 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.
- 17 Добыча нефти. – М.: Недра, 1983.
- 18 РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. М: ОАО “ВНИИИ им. академика А.П. Крылова”. - 1996.
- 19 Рассел, Джесси Медвежье газовое месторождение / Джесси Рассел. - М.: VSD, 2018.
- 20 Грайфер, В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. Development of low-productive oil deposits. На русском и английском языках; М.: Недра - Москва, 2011.
- 21 Покрепин Б. В. Разработка нефтяных и газовых месторождений; Учебно-методический кабинет по горному, нефтяному и энергетическому образованию, ФГОУ - Москва, 2010. Покрепин Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин; ИнФолио - Москва, 2011.
- 22 РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. М: ГП Роснефть НПО Буровая техника.- 1994.
- 23 Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недрами, утв.

Постановлением Госгортехнадзора России от 2 июня 1999г. №33. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-Петербург. 2005 г.

24 Технологическая схема разработки Майского нефтяного месторождения: Отчет по договору ПР784, Томск 2010

25 Проектная документация: «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», ПД.ОБ. – 2014 – 08 – 12ГОЧС, 2014г.;

26 Ефремов К.Ю. Разработка трудноизвлекаемых запасов Баженовской свиты на примере месторождение Цветное с использованием технологий многостадийного ГРП.:21.03.01.02. - Красноярск, 2017.

27 Стародубцев О. В. Повышение эффективности системы заводнения на ачимовских отложениях за счет оптимизации размещения скважин (на примере Поточного месторождения) // Сб. тезисов Том 1. Нефть и газ 2016. Москва 18–20 апреля 2016 г., приуроченная к III национальному нефтегазовому форуму. Юбилейная 70-я международная молодежная научная конференция. РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. С. 296.

28 Е.В. Белоногов, А.А. Пустовских, А.Н. Ситников. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. — 2018–№ 1(7). — С. 49–51.

29 Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабилов Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №10. – С. 62–65

30 Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений/ пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности "Геофизика" / Казань: Казанский государственный университет / В.Е. Косарев / 2009.

31 Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки / М. Недра / Каштанов А.А., Жуков С.С. / 1985.

- 32 Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов / М.: Недра / Бойко В.С. / 1990.
- 33 Разработка нефтяных и газовых месторождений / учебное пособие / Покрепин Б.В.
- 34 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений/ учебно-методическое пособие / Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та / И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин / 2013.
- 35 Технологические основы технологии / М.: Metallurgia / И.М. Глущенко. ГИ. / 1990.
- 36 9. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. / М: Недра / Муравьев В.М. / 1978.
- 37 Геология нефтяных и газовых месторождений». Г.А. Габриэляц. М: Недра, 1984 г.
- 38 ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность.
- 39 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: М., Недра, 1986 г.
- 40 Методические указания по оформлению квалификационной работы, Квеско Б.Б., Красноярск: 2016
- 41 Пространственная неоднородность продуктивных пластов. Ефремов К.Ю.
- 42 Пономарев А.И. Повышение эффективности разработки залежей углеводородов в низкопроницаемых и слоисто-неоднородных коллекторах: дис. канд. тех. наук. – Уфа, 2000.
- 43 ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования // М: ИПК Издательство стандартов 2001 г. – 9 с.
- 44 ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
- 45 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

- 46 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
- 47 ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
- 48 ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений
- 49 ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.
- 50 ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
- 51 СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки
- 52 СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. 49.СП 12.13130.2009 Определение категорий
- 53 Статья 302 ТК РФ. Гарантии компенсации лицам, работающим вахтовым методом. // М: Омега-л, 2018г.
- 54 Чернова О.С. Основы геологии нефти и газа
- 55 Boggs, S., Jr 009, Principles of Sedimentology and Stratigraphy Fourth Edition. New Jersey: Pearson Prentice Hall.
- 56 Nichols, G., 2009, Sedimentology and Stratigraphy Second Edition. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.
- 57 Jolliffe, I. P. (1978). "Littoral and offshore sediment transport". Progress in Physical Geography.
- 58 Horn, Diane P (1992). "A review and experimental assessment of equilibrium grain size and the ideal wave-graded profile". Marine Geology.
- 59 Masselink, Gerd; Hughes, Michael; Knight, Jasper (2011). "Chapter Five—Sediments, boundary layers and transport: Coastal processes and geomorphology"
- 60 Raeside, J. D. (1964). "Loess Deposits of the South Island, New Zealand, and Soils Formed on them". New Zealand Journal of Geology and Geophysics.

- 61 Russell, R.C.H. (1960). "Coast Erosion and Defence: Nine Questions and Answers". Hydraulics Research Paper.
- 62 Horn, Diane P (1992). "A review and experimental assessment of equilibrium grain size and the ideal wave-graded profile". Marine Geology.
- 63 Jolliffe, I. P. (1978). "Littoral and offshore sediment transport". Progress in Physical Geography.
- 64 Skorobogatov V. A. Conditions of formation of hydrocarbon accumulations in Upper Jurassic sediments of the central and northern regions of west Siberia. – 1980.
- 65 Smirnov M. B., Vanyukova N. A. Distribution and interrelation of the main structural-group composition parameters of Western Siberia crude oils according to NMR data //Petroleum Chemistry. – 2014. – T. 54. – №. 1. – C. 16-27.
- 66 .Sosedkov V. S., Chetvertnykh V. P. Structure of Achimov Beds of VostochnoUrengoy Zone Based on Seismic Survey Data. – 1996
- 67 .Tseplyaeva A. I. Petroleum Potential of the Territories with Areas of Abnormal Structure of the Bazhenov Formation in Middle Ob //6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. – T. 2014. – №. 1. – C. 1-5.
- 68 Yesikov A. D., Nelyubin V. V., Cheshko A. L. Isotopic Composition of Water as Index for Oil-Gas Accumulation in Sedimentary Basins in Example of West Siberia. – 1997
- 69 .Zharkov A. M. Non-Anticlinal Hydrocarbon Traps in Lower Cretaceous Clinoform Units of West Siberia. – 2002
- 70 .Zakharov V. A., Kim B. I., Rogov M. A. Probable distribution of Upper Jurassic and Lower Cretaceous deposits on the Laptev Sea shelf and their petroleum resource potential //Stratigraphy and geological correlation. – 2013. – T. 21. – №. 5. – C. 496-514.
- 71 Zverev K. V., Kazanenkov V. A. Sedimentogenesis of the Achimov sequence in the northern Ob'region //GEOLOGIYA I GEOFIZIKA. – 2001. – T. 42. – №. 4. – C. 617-630.

72 The geology of Fluvial Deposits: Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology. 4th corrected printing With 504 Figures and 30 Tables Andrew D. Miall

Приложение А

Geological justification of the development of fluvial deposits

Студент

Группа	ФНО	Подпись	Дата
2ТМ91	Будаев Максим Андреевич		28.05.21

Руководитель

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		28.05.21

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФНО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина А.Н.	к.филол.н.		28.05.21

1.1. Introduction

Fluvial deposits and reservoirs are divided into 2 types, which differ in their territorial program, they are called regional global and local deposits. Regional local is usually associated with fluctuations in relation to the ocean (TVDSS). Local sediments are considered processes that form water bodies, where sand bodies are formed due to the sedimentary environment.

Fluvial deposits near the mouths of valleys are restored by processes occurring in estuaries and tides, which ultimately leads to a different set of reservoir characteristics. The properties of the reservoir are determined by its geometric parameters, grain sizes, which depend on the process of sand body transport, their deposition on the bottom and diagenesis, which is controlled by external factors, geographical location, their origin, climate type and tectonic activity occurring in the area.

Meandering river sediments tend to become smaller, more lenticular, and partially or completely closed in floodplains. It all depends on the degree of their deposition and the type of compaction and cementation after deposition, porosity and permeability can vary greatly. However, wicker river facades are usually more porous and permeable than river facades.

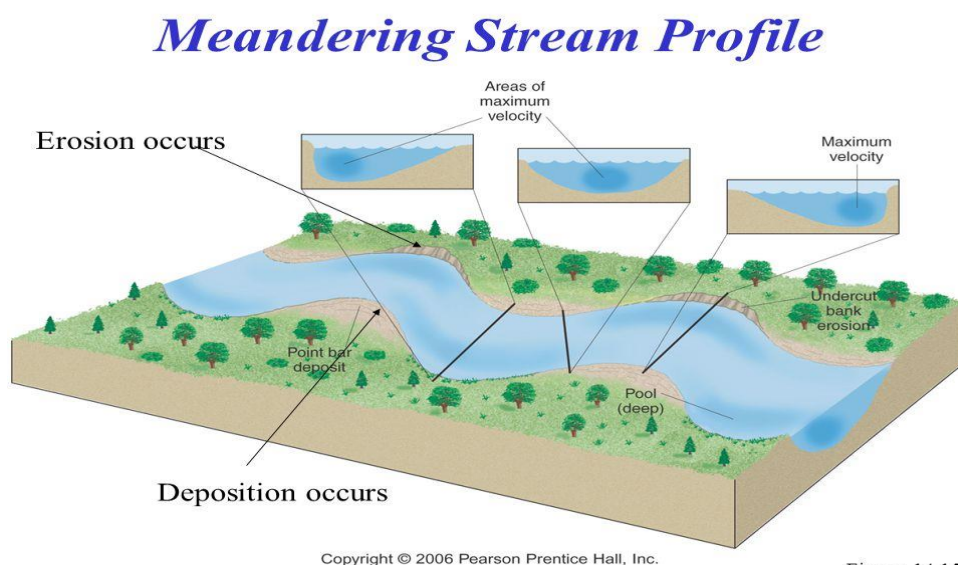


Figure 1.1 - Meandering stream profile

As a result of these differences, river reservoirs can be expected to have very different characteristics. Any reservoir management plan should include an assessment of the type of river reservoir and its characteristics. For example, the efficiency of sweeping will be higher in a reservoir with a braided river than in a reservoir with a winding river.

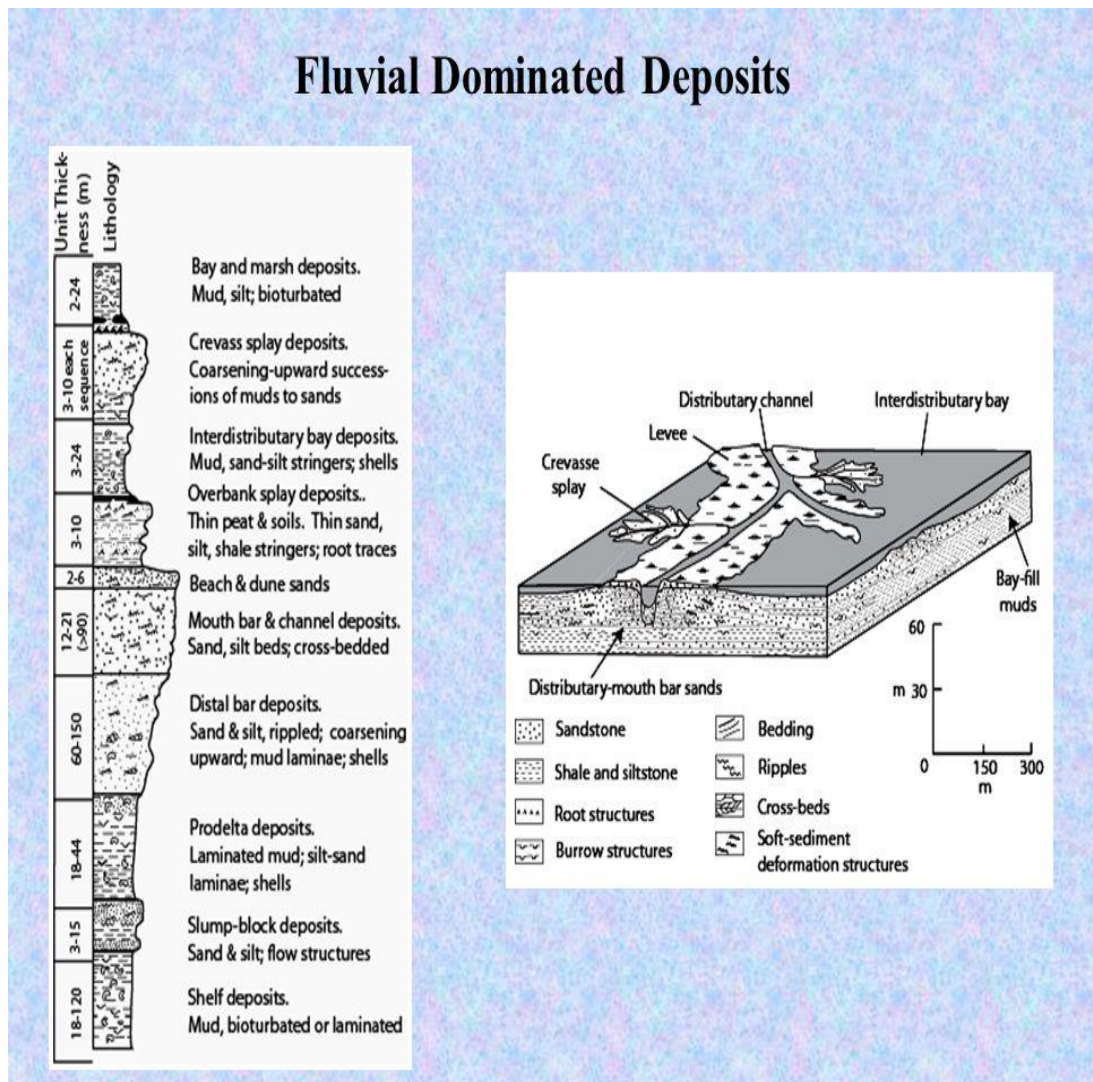


Figure 1.2.-Fluvial dominated deposits.

Horizontal wells can also be more effective in a group of continuously meandering sandstones than in a more continuous and interconnected group of interwoven river sediments. Seismic reflection techniques, as well as well logging, core analysis, and good testing can be used adequately to determine the type of river reservoir and predict the extraction and effectiveness of the reservoir.

In contrast to the considerable number of studies devoted to the study of sediments that are filled with the river, overlapped deposits received much less attention, as noted by some researchers (for example, Farrell 1987; Kraus 1987; Kraus and own 1988). The main exception to this rule is the recent focus on paleozol, stimulated by their use as lithostratigraphic and temporal markers, as well as climate indicators.

In the original classification of architectural elements (Miall, 1985), external deposits were assigned to a single element, designated by. As many scientists have pointed out, this is clearly not enough. In fact, sediments formed off the river main-tv can be divided into three broad classes.

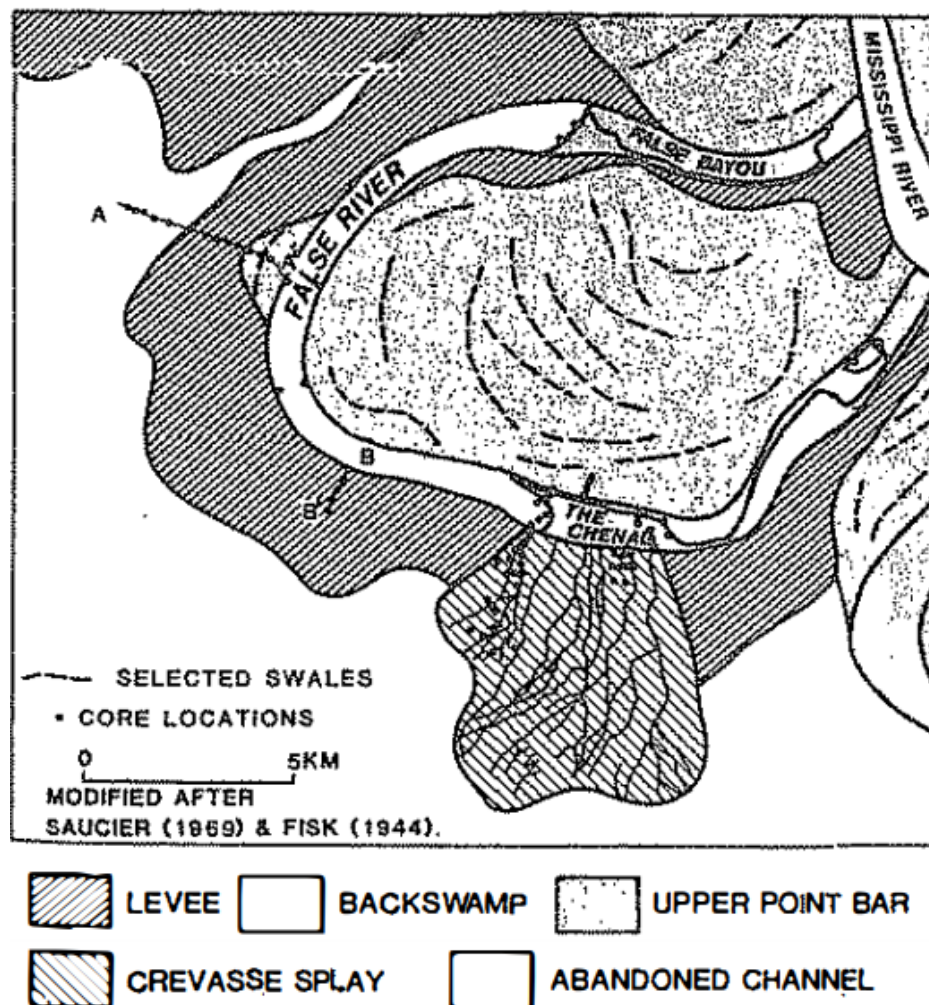


Figure 1.3 - Classification of river channel deposits

1. Relatively large deposits are formed due to the excess current of the river load, which is the deposit of water bodies, cracks-channels and cracks-extensions.

2. Fine-grained sediments formed in low-energy environments, including volatile reservoir flooding and more permanent floodplain ponds.

3. Biochemical deposits formed by soil formation, evaporation, or organic activity. Geomorphologists recognize a relatively simple division of floodplain landforms and processes.

For example, Brierly (1991) introduced the following classification:

Upper layer (floodplain deposit) consisting of:

- (A) sand wedge (pond)
- (B) proximal sand plate (extreme forehead plate)
- (C) distal sand sheets (distal surface sheets).

Nanson and Croke (1992) listed six processes of floodplain sedimentation. Four of these, lateral point-Bridge build-up, braid build-up, oblique build-up, and oblique build-up, relate to river bed deterioration, although the latter two processes may insert fine-grained sediments that may be confused with floodplain sediments on small crops. . Other processes of floodplain development are over-bank vertical coating and overgrowing of abandoned riverbeds. Figure 2 shows brow elements evolved near the Mississippi River section, and Figure 3 shows brow elements evolved near the Mississippi River section. 4-cross section showing the distribution and architecture of the coal-warehouse river Unit, as above-bank sediments account for about 10% of the total volume. rock volume. The figures 3 and 4 show the classification of elements and the sedimentation model is designed for lower freshwater Molasses of the Miocene in Switzerland. Another example of an item classification of a river unit comprising substantial over-deposits in banking is given in Table 4.4. Standardized element classification and deposit coding. The latter include trifle Overland, sandstone of cracks, and coal of the Paleocene, Wyoming-Montana.

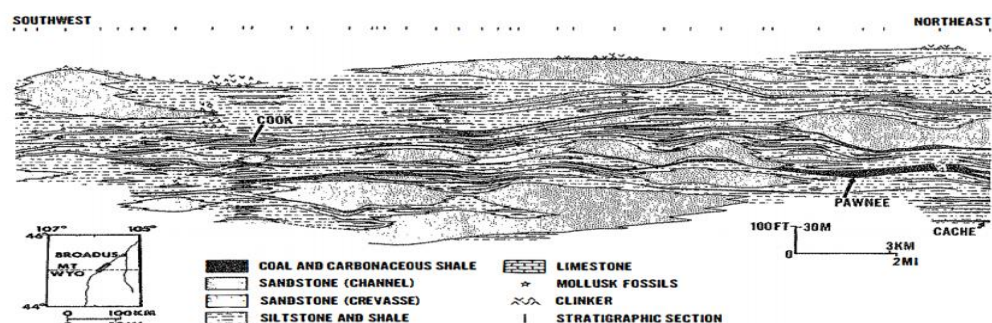


Figure 1.4 - Stratigraphic section of the river sedimentation system

A stratigraphic section shows the architecture of a river sedimentation system consisting of isolated and multi-tiered channel sandstone and powerful coastal Shoals.

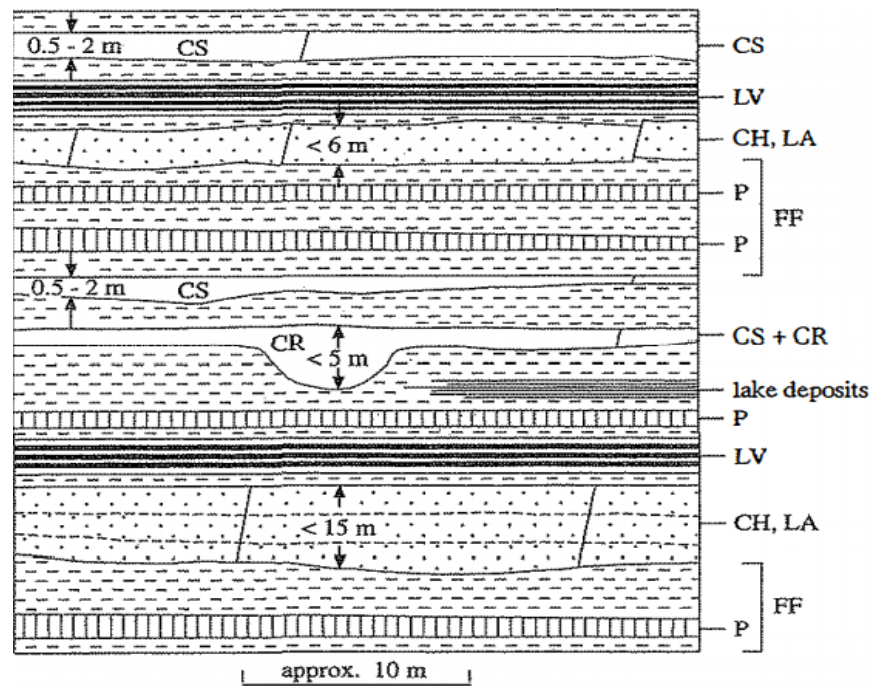


Figure 1.5 - Stratigraphic model of the architectural elements of the freshwater Mollass.

Stratigraphic model of architectural elements of lower freshwater molasses (Miocene) in Switzerland, showing the thickness of the main sandstone layers. Slanting lines-uncertainty. ((Changed by Pratt and Miller 1992).

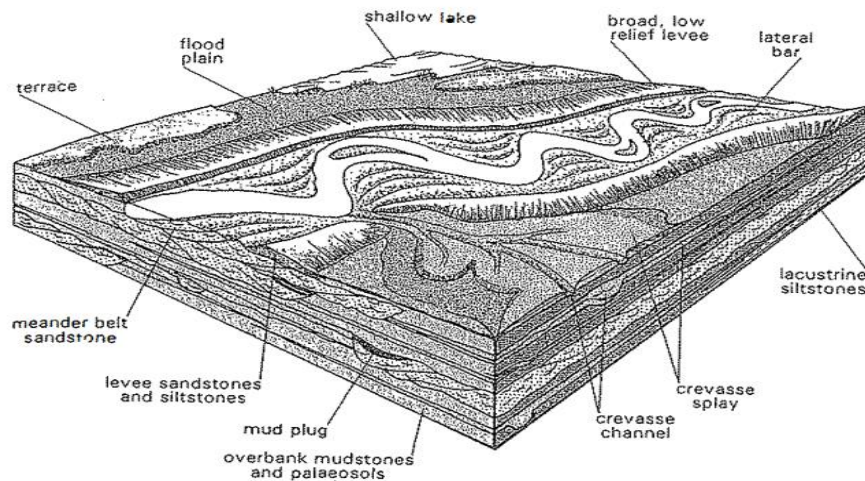


Figure 1.6 - Summary facies model of the lower freshwater Molass.

A stratigraphic section shows the architecture of a river sedimentary system consisting of isolated and multi-storey channel sandstone and thick above-ground clastic deposits.

Rampart sediments are particularly important parts of river sediments carrying fine-grained sediments, including fine-grained meandering rivers and anastomosing rivers. These are river styles, which are characterized by wide river plains. These include profile and interpretation of outbreaks that expose plate bodies fractured-fractured sandstone in higher unit.

1.2. Genesis of fluvial deposits

Fluvial deposits, material deposited by rivers. It consists of silt, sand, clay and gravel, as well as a large amount of organic matter. Fluvial deposits are usually most extensive in the lower part of the river, forming floodplains and deltas, but they may form at any time, where the river flows over its banks or where the flow of the river is restrained. They produce very fertile soil, for example, in the deltas of the Mississippi, Nile, Ganges and Brahmaputra rivers, as well as Huang (Yellow) Rivers.

The alluvium material is formed as a result of the transfer of particles under climatic and geographical conditions, as well as the processing and precipitation of

detrital materials through the use of water flows of various hydro-geological regimes and capacities.

Fluvial material is represented by gravel, pebbles, boulder-shaped material, and smaller sandstones, siltstones, mudstones are formed by carrying to the mouth of rivers or can settle in bridges that become a barrier to mountain valleys.

Rivers are practically impossible to detect in the nucleus due to their large manifestations.

River terrace deposits are perhaps the most common of fluvial deposits. These materials are washed out of the upper reaches of the rivers, which are transported downstream of the river, especially during floods, when they are most severe, and inserted into the lower reaches, usually in floodplains, where the amount of water is limited and the river can no longer transport its cargo of sediment. This planting material increases in thickness over time. The history of most rivers dates back to the Quaternary period, with the ocean level sinking during the ice ages, and often to the tertiary.

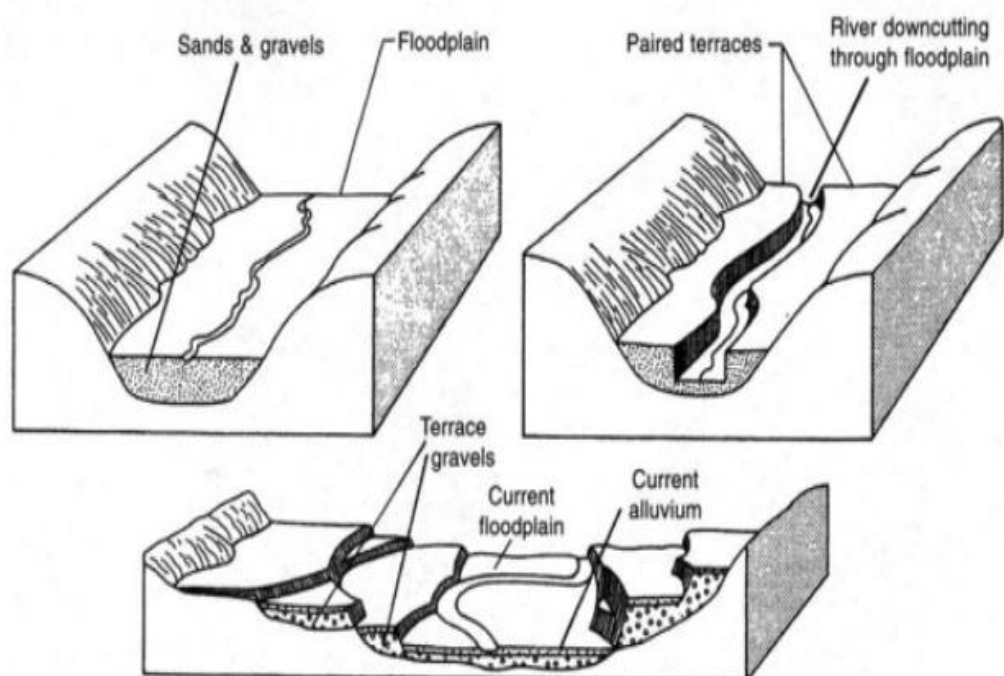


Figure 1.7 - Deposits of river terraces.

Such rivers would have periods of rapid deforestation of earlier fluvial sediments to adapt to lower sea levels, while other times after the end of the ice age they would have carried much larger amounts of water than they do today and would have been able to transport larger sediments and larger particles than they do today. The idealized flow chart and cross-section in the figure illustrate how such processes lead to the formation of sediments on river terraces. Perhaps it should be noted that deposits of this type usually have a thickness of only a couple of meters, but often have a large geographical extent.

1.3. Geological uncertainties of fluvial deposits.

Many fluvial sediment. researchers have found that total oil production is influenced by the most important factors that govern the architecture of River reservoirs created by meandering systems. The specific thickets, reservoirs, and geometric parameters of television influence the accumulated production more significantly than the meandering meandering rivers. Since the channel width depends on the channel depth, depth is the most important factor.

According to the results of the global sensitivity analysis, estimation of the width of the river tv is more important than the frequency of slings. The ratio of the overall capacity of an oil-saturated reservoir to its effective capacity appears to be a satisfactory indicator for estimating the production potential of River reservoirs, but, as shown here, this indicator works well only to estimate potential production at the field level and is insufficient to estimate the production level of a well.

The best indicator for a rough estimate of oil production at a good level is the share of connected sands with each well, rather than their share in the immediate vicinity of each well. Accumulated oil production does not correlate with nearby. Although overall oil production seems to correlate to some extent with the connection of sand bodies, in this context does not seem strong enough to be used as a reliable estimate.

1.4. Methods for developing a “classic” type reservoir associated with fluvial formations.

The most important region of hydrocarbon production to this day remains Western Siberia, the traps of which are traps of non-acycline type of fluvial origin, which have heterogeneities on the part of lithology and facies analysis. To begin with, you need to choose the reference Horizons, which is a very time-consuming task. Despite this, it is possible to distinguish reference horizons that are regulated relative to the ocean, tectonics, and climatic conditions, called stratigraphic unconformity.

There are assumptions that are associated with the formation of sediments and the movement of tectonic plates that took place at a similar rate, so most likely modeling the influence of these factors on sedimentation. As mentioned earlier, there is a regional-global and local group of impact factors.

For regional and global we denote the area in the full cycle of variation relative to the sea, and local we take a series of random numbers. The curves are plotted and then local and regional curves are added together.

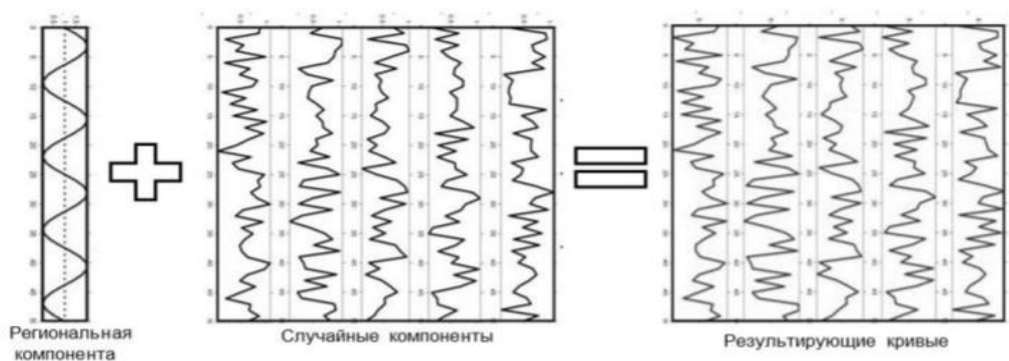


Figure 1.8 - Plot of the full cycle of sea-level variability curves for regional-global.

As a result, only random variables will be reflected due to differences in the oscillations of curves. Then we take the summation of random numbers for the local ripple effect and make an addition with the regional impact factor. As a result, we need to get a similar shape of the curve with Alpha PS for sediments formed in a continental setting.

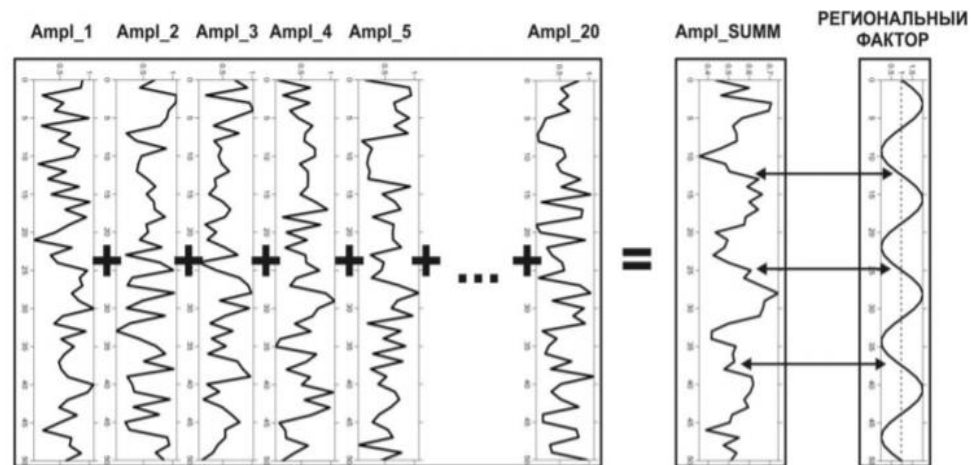


Figure 1.9 - A set of random numbers for local impact factor curves (Alpha-PS).

As a result, the Alpha PS curve shows the cyclical nature of sedimentation, where we differentiate the reference horizons of more abrupt changes in the GIS curve.

Using this technique, we can create maps of reservoirs, reservoir distribution, and various decks along the section.

1.5. Geological features of the object for the development.

The Mayskoye oil field is represented by the Lower Jurassic deposits in the Tyumen formation, the average net reservoir thickness is 30 m, the average porosity is 11%, and oil saturation of 41%.

To better understand these reservoirs, a comprehensive interpretation of all the data collected from this area were conducted: 2D and 3D seismic, core and HTP surveys, petrophysical and borehole tests of drilled wells.

Layers U14-15: sandstone layers are recognized by the typical decline in gamma radiation values. The layers are set between the coal layers, so clear lithological passages are observed, which are recognized by a decrease in gamma radiation values and an increase in resistance .

Carbon layers are clearly recognized by low values of gamma radiation and neutron gamma logging, reducing time intervals of acoustic logging, and the greatest

resistance. Studies of logging configuration and trends have shown that U14-15 layers on the territory of the Mayskoye field were formed in the river sedimentary environment (facies). It is well known that facies zoning is one of the most important factors affecting the distribution of reservoir properties vertically and laterally. Thus, the task of exploration and mapping of sedimentary environment is very important for proper modeling of the distribution of reservoir properties of deposits. In this study, facial analysis was performed based on logging data and sedimentological core testing

Analysis of gamma-ray logging data allows you to mark wells with different vertical configuration (trends) in curves. In the northwestern part of the field, for layers U14-15, the gamma curve of the figure shows an upward decrease in grain size, with exchange spaces, indicating an fluvial sedimentary environment with frequently fluvial migration of the system. In the south – eastern part, in the area of wells 392-e, the gamma curve is the same for teams U14-15, but cyclical changes are rarely observed, which indicates an fluvial sedimentary environment where the main riverbeds were formed. The same evolution is observed in layers where grain size decreases to a cross section and indicates that sedimentation occurred in river conditions.

Macro-and microscopic analysis of the U14-15 core showed that the sandstone has the following properties:

- Angular or medium round grains ; ,
- Medium to well sorted, the presence of coarse-grained inclusions (especially in the lower part of the cross section),
- Mainly mineral content consists of feldspar, quartz and various rock fragments (including Mica),
- The presence of flat-layer rows ; ,

All of the above features suggest the accumulation of sand deposits of U14-15 layers in a high-energy environment, such as, for example, a river with winding tv.

In wells No. 392, in the intervals of layers U14-15, frequent interchanges of sand from coarse-grained to fine-grained is observed, which indicates the migration of rivers, where the resumption of channel processes occurred. In addition, 392-e in the SE part of the field, the situation is the same, but migration was not so active.

Based on the results of the core data analysis, it is possible to make an assumption about the genesis of productive strata in a calm environment, characterized by meandering rivers, with facies of streams and braids, former riverbeds, fragments of cones and floodplain deposits. These factors indicate the variety and high diversity of reservoirs. As a result, it is established facie's zonality is the most important factor in determining such spatial distribution parameters as porosity and permeability. Obtaining data on the distribution of facies is one of the main sources of information for creating a reservoir model.

As a result of the work carried out on the analysis of geological data and geological modelling of the U14 – 15 formations of Mayskoye field, it can be concluded that the reservoirs of the lower part of the cross-section of the Tyumen formation was formed under the ground conditions and has an extremely difficult to predict, and heterogeneous structure. A detailed correlation on layers, a load-bearing skeleton, a facies analysis, a detailed geological model, maps, and an assessment of the reserves were created. Carrying out these surveys gives you the opportunity to more accurately conduct the field of geology of the underground.