

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 (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Построение упрощенной интегрированной модели газовой залежи в целях оптимизации процесса ее эксплуатации (на примере газового месторождения X Ямало-Ненецкого автономного округа)

УДК 622.279-047.58(571.121)

Студент

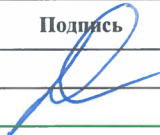
Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Бочкарев Павел Сергеевич		15.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.06.2021

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, вырабатывать 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, вырабатывая 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 организует 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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

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
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
	2. Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	19.021 <i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 10.03.2015 г. № 151н (зарегистрирован Министерством</i>	ПК-2. Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы ПК-3. Способен использовать профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов	И.ПК-2.1. Планирует и проводит аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивает данные и делает выводы И.ПК-3.1. Использует профессиональные программные комплексы в области математического и геолого-геофизического моделирования технологических процессов и объектов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		юстиции Российской Федерации 31.03.2015 г. № 36656) <i>ОТФ. Код В.</i> Организация геолого-промышленных работ <i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411). <i>ОТФ. Код С.</i> Организация процесса исследований физических свойств ядерного материала нефтегазовых месторождений и цифровой обработки полученных петрофизических данных	ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств ядерного материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных	И.ПК-10.1. Разрабатывает документацию, планирует и выполняет исследования физических свойств ядерного материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных
	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	<i>Профессиональный стандарт «Специалист-петрофизик»,</i> утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 29 июня 2017 г. N 534н (зарегистрировано Министерством юстиции Российской Федерации 13 июля 2017 г., регистрационный №47411) <i>ТФ. Код С01.7.</i> Разработка плановой и проектно-сметной документации на объекты исследований физических свойств ядерного материала горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных <i>Профессиональный стандарт «Специалист по организации и</i>	ПК-10. Способен разрабатывать документацию, планировать и выполнять исследования физических свойств ядерного материала осадочных горных пород и цифровую обработку полученных петрофизических данных ПК-11. Способен организовывать и выполнять научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации	И.ПК-10.1. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств ядерного материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных И.ПК-10.2. Организует и выполняет плановые задания по исследованию физических свойств ядерного материала горных пород и обработку полученных петрофизических данных И.ПК-11.1. Организует и выполняет научно-исследовательские работы в соответствии с тематическим планом организации

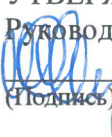
Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		управлению научно-исследовательскими и опытно-конструкторскими работами», утвержденный приказом 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) ОТФ Код D. Осуществление руководства разработкой комплексных проектов на всех стадиях и этапах выполнения работ ТФ Код. D01/7. Организация выполнения научно-исследовательских работ в соответствии с тематическим планом организации		
Тип задач профессиональной деятельности: Технологический				
19 «Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа» 40. Сквозные виды профессиональных стандартов	Осуществление контроля, технического сопровождения и управления технологическими процессами нефтегазового производства	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) ОТФ Код D. Организация работ по добыче углеводородного сырья	ПК-4. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге	И.ПК-4.1. Анализирует и обобщает данные о работе технологического оборудования, осуществляет контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовом инжиниринге
			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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Разработка и внедрение новой техники и передовых технологий на объектах нефтегазовой отрасли	<i>ОТФ Код Е.</i> Руководство работами по добыче углеводородного сырья	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», 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 Е/01.7.</i> Руководство организацией процесса добычи углеводородного сырья	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 И.ПК-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования
		<i>Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии», 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> <i>ОТФ Код В.</i> Организация геолого-промысловых работ <i>ТФ Код В/02.7.</i> Подготовка предложений по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	ПК-8. Способен готовить предложения по дополнительным геолого-промысловым исследованиям для эффективной работы промысла	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
	Разработка оперативных планов и руководство проведением всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой и реализацией управления технологическими процессами и производствами	<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>	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-6.2. Применяет полученные знания для разработки и реализации проектов различных процессов производственной деятельности, применяет методику проектирования
		<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> <i>ТФ Код D/01.7. Управление разработкой перспективных планов области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных</i>	ПК-9. Способен разрабатывать перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных геофизических данных, руководить производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных геофизических данных	И.ПК-9.1. Разрабатывает перспективные планы в области обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных
				И.ПК-9.2. Руководит производственно-технологическим процессом обработки и интерпретации скважинных и полевых геофизических данных

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 (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 15.03.21 Чернова О.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Бочкареву Павлу Сергеевичу

Тема работы:

Построение упрощенной интегрированной модели газовой залежи в целях оптимизации процесса ее эксплуатации (на примере газового месторождения X Ямало-Ненецкого автономного округа)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	61-6/с от 02.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы: 15.06.2021

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Особенности геологического строения Большехетской впадины 2 Современный подход к интегрированному моделированию 3 Составление методики интегрированного моделирования в программном продукте Schlumberger Pipesim и выработка рекомендаций по оптимизации газового месторождения X 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Рукавишников В.С., доцент, PhD
«Социальная ответственность»	Белозеров В.Б., профессор, д.г.-м.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
2 Современный подход к интегрированному моделированию	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Бочкарев Павел Сергеевич		15.03.2021

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 (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: магистратура

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Особенности геологического строения Большехетской впадины	20
29.04.2021	A modern approach to integrated asset modeling	10
04.04.2021	Современный подход к интегрированному моделированию	20
15.04.2021	Составление методики интегрированного моделирования в программном продукте Schlumberger Pipesim и выработка рекомендаций газового месторождения X	30
30.04.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2021	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г.-М.Н.		15.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Бочкареву Павлу Сергеевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	Стоимость материально-технических, финансовых и человеческих ресурсов по интегрированному моделированию газового X месторождения
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

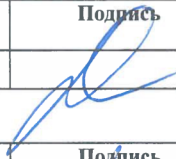
1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами, выполнение SWOT-анализа научного исследования.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составление итогового графика длительности работ.
3. Составление бюджета инженерного решения (ИР)	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования.
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчёт интегральных финансовых показателей разработки, показателей ресурсоэффективности и эффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

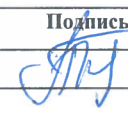
1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Бочкарев Павел Сергеевич		15.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ91	Бочкареву Павлу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Рассмотрение мер производственной безопасности на газовом месторождении.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	5.1 Анализ вредных производственных факторов: - Отклонение показателей климата на открытом воздухе. - Превышение уровней шума. - Недостаточная освещённость рабочей зоны. - Повышенная запылённость рабочей зоны. 5.2 Анализ опасных производственных факторов: - Механические опасности. - Статическое электричество. - Пожаровзрывобезопасность.
2. Экологическая безопасность:	5.3 Охрана окружающей среды: - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения. - Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения. - Охрана и рациональное использование земель.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях: При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте - взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Характерные особенности правового регулирования труда в нефтегазовой отрасли и организация рабочей зоны

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г. -М.Н.		15.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Бочкарев Павел Сергеевич		15.03.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 132 страницы, в том числе 28 рисунков, 23 таблицы. Список литературы включает 64 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: Большехетская впадина, интегрированное моделирование, интерпретация гидродинамических исследований газовых скважин, адаптация интегрированной модели, определение диаметров насосно-компрессорных труб, история интегрированного моделирования.

Объектом исследования является пласт-коллектор покурской свиты (ПК₁) газового месторождения Х.

Цель исследования – составление методики построения модели в программном обеспечении «Schlumberger Pipesim», выработка рекомендаций по оптимизации разработки газового месторождения Х.

В процессе исследования было подробно рассмотрено физико-географическое, тектоническое, стратиграфическое строение Большехетской впадины, а также её нефтегазоносные комплексы. Представлены современные подходы к интегрированному моделированию активов и описан отечественный опыт. Построена интегрированная модель газового месторождения Х, проведена её адаптация к реальным данным, проведены расчёты и выработаны рекомендации к оптимизации разработки газовой залежи.

В результате исследования выявлен положительный эффект от внедрения технологии интегрированного моделирования, которая заключается в выборе оптимальной стратегии разработки газового актива на основе многовариантных расчётов.

Область применения: фонд газовых скважин месторождения Х.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации внутрипромыслового оборудования за счет оптимизации режимов эксплуатации газовой залежи.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	18
1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ.....	20
1.1 Физико-географическое описание	20
1.2 Геолого-геофизическая изученность района.....	21
1.3 Тектоника	23
1.4 Стратиграфия	26
1.5 Нефтегазоносность	37
2 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ИНТЕГРИРОВАННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ	40
2.1 История развития в области интегрированного моделирования	40
2.2 Преимущества интегрированного подхода к моделированию активов.....	44
2.3 Типы программных обеспечений для интегрированного моделирования.	46
2.4 Выбор подхода к интегрированному моделированию:.....	50
2.5 Современный опыт применения интегрированных моделей	51
3 СОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОГРАММНОМ ПРОДУКТЕ SCHLUMBERGER PIPESIM И ВЫРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X	56
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	98
5.1 Анализ вредных производственных факторов	99

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях.....	107
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	109
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
Приложение А.....	119

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтегазовой отрасли интегрированное моделирование стало стандартным инструментом для оптимизации текущих и новых активов за последние 10-20 лет. Под интегрированным моделированием понимается процесс объединения в единую систему различных компонентов производственного объекта, состоящего как из подземных, так и надземных элементов системы, что позволяет охватить весь спектр нефтегазодобычи от пласта/скважины до выкидных линий и системы сбора/подготовки продукции в одной модели, исключая ошибки, которые встречаются в независимых друг от друга моделях резервуара/наземного обустройства. Начиная с конца 2010-х годов в практике отечественных нефтегазовых компаний применяется улучшенная интегрированная модель, которая включает расчёт логистики и экономики месторождения/проекта.

Поскольку эффективность любого нефтегазового актива зависит от точности взаимодействия всех вышеперечисленных компонентов единой системы, то интегрированный подход требует большого опыта и дополнительных усилий для вовлечения мультидисциплинарных специалистов, которые понимают весь производственный процесс, так как разработка нефтяных и газовых месторождений становится все более сложной с технической и экономической точек зрения, и для эффективного управления месторождением необходима высокая степень междисциплинарного взаимодействия и многопрофильный опыт. Достижение этой цели возможно только в том случае, если все технические отделы предприятия работают вместе, используя одну и ту же модель пласта, флюида и т.д. Действительно, основной прорыв, стоящий за интегрированным моделированием, заключается в объединении модели пласта и поверхностного обустройства в единой программе-интеграторе, которая позволяет моделировать всю систему месторождения.

Актуальность данной работы: повышение качества принятия проектных решений при операционном (краткосрочном) и стратегическом (дальнесрочном) планированиях.

Целью выпускной квалификационной работы является создание методики интегрированного моделирования газового месторождения X и выработка рекомендаций по оптимизации технологического процесса.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать региональную геологию Большехетской впадины, выделить перспективные нефтегазоносные комплексы.
2. Изучить историю интегрированного моделирования, представить преимущества и недостатки данного подхода.
3. Отобразить программные продукты по созданию интегрированной модели, выявить тенденции и предпосылки современного подхода к созданию моделей в нефтегазовых компаниях.
4. Описать методику создания интегрированной модели газового месторождения X.
5. Адаптировать математическую модель с учётом промысловых данных.
6. Произвести расчёты и представить варианты оптимизации технологических процессов газового промысла.

1 ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ

1.1 Физико-географическое описание

Большехетская впадина является одним из перспективных и малоизученных районов по добыче нефти, газа и конденсата, административно находится в Ямало-Ненецком автономном округе на Гыданском полуострове в пределах молодой Западно-Сибирской плиты (Рисунок 1.1). Площадь территории составляет более 26000 км².



Рисунок 1.1 – Выкопировка географического расположения Большехетской впадины (Шуваев, 2015)

С точки зрения нефтегазоносности, Большехетской впадине принадлежат три основные нефтегазоносные области: Енисей-Хатангская НГО (северо-восток впадины), Гыданская НГО (северо-запад впадины) и Пур-Тазовская НГО (юг впадины). В пределах этих областей открыто более 40 залежей углеводородов и более 5 месторождений: Южно-Мессояхское, Находкинское, Пякяхинское, Хальмерпаютинское и т.д. (Информационно-аналитический портал Neftegaz.RU)

В физико-географическом отношении район исследования расположен в долинах рек Таз, Енисей, Мессояха. Климатические условия района определяются географическим расположением. Открытая территория с плоскоравнинным рельефом окаймлена с западного направления Уральскими горами, с восточного – Восточно-Сибирскими. К тому же, преобладающее влияние на климат оказывает близость Карского моря.

Многолетняя мерзлота и сопутствующие криогенные процессы определяют современный облик рельефа, флоры и фауны исследуемого региона.

Развитая гидрографическая система представляет собой сеть мелких и неглубоких долин меандрирующих рек, протоки которых соединяются в небольшие озёра. Образование такой системы произошло за счёт равнинного рельефа и близкого расположения вечной мерзлоты к дневной поверхности.

Из-за попеременного протаивания и замерзания слабосцементированного верхнего грунта происходит трещинообразование, его медленное передвижение, а также проседание под действием гравитации.

1.2 Геолого-геофизическая изученность района

История геологоразведочных работ в пределах Большехетской впадины начинается с конца 50-х годов XX века. Большой комплекс исследовательских, разведочных региональных работ (аэромагнитная, гравиметрическая, различные дистанционные методы исследования) позволил наметить перспективные участки сейсморазведочных работ для того, чтобы провести геотектоническое районирование фундамента и осадочного чехла.

В конце 1960-х годов по результатам сейсморазведочных работ методом общей глубинной точки (МОГТ) были построены первые структурные карты верхнего мелового и юрского систем, и модель осадочного чехла Большехетской впадины.

Если в конце 1960-х годов изучение района производилось методом однократного профилирования МОГТ и строились мелкомасштабные карты, то в 1970-х годах прошлого столетия геологическое строение впадины изучалось региональными профилями МОГТ. Совокупность сейсмичности МОГТ, гравитационной и магнитиметрической съёмок среднего масштаба позволило уточнить структуру осадочного чехла и построить структурные карты по следующим горизонтам: сенонский ярус, сеноманский ярус, неокомский ярус, юрская система (кровля юры, волжский ярус, ааленский ярус, нижняя юра), триасовая система. В 1974 на территории Большехетской впадины была пробурена первая разведочная скважина на Находкинском месторождении.

В 1980-х годах активно проводилось разведочное бурение, в результате которого были открыты Пякяхинское, Южно-Мессояхское и Хальмерпаютинское месторождения, а также проводилась доразведка региона с помощью аэромагнитной съёмки крупного масштаба (1:50000). По результатам сейсморазведочных работ была уточнена подошва платформенного комплекса.

В 1990-х годах были выделены ачимовские толщи в пределах Большехетской впадины, а в начале 2000-х годов были изучены разведочным бурением неокомский ярус и юрская система в целом. Также крупные антиклинальные структуры были прострелены сейсморазведочным комплексом 3D.

Проведение масштабных сейсморазведочных исследований, разведочного и эксплуатационного бурения и изучение региона на протяжении более 60 лет позволило сформировать представление о современной структуре фундамента и осадочного чехла Большехетской впадины, однако изученность региона остаётся низкой из-за сложных климатических условий и требует более детального уточнения геологических структур.

1.3 Тектоника

В структурном плане исследуемая территория расположена на северо-восточной площади Западно-Сибирской молодой плиты и является отрицательной структурой первого порядка – Большехетская впадина, которую по бортам окаймляют положительные структуры первого порядка: Нижнемессояхский и Усть-Портовский поднятия на севере, Юрхаровско-Находкинская седловина на западе, Тазовский и Русско-Реченский поднятия на юге, Сузунский и Хальмерпаютинский мегавалы на востоке (Рисунок 1.2).

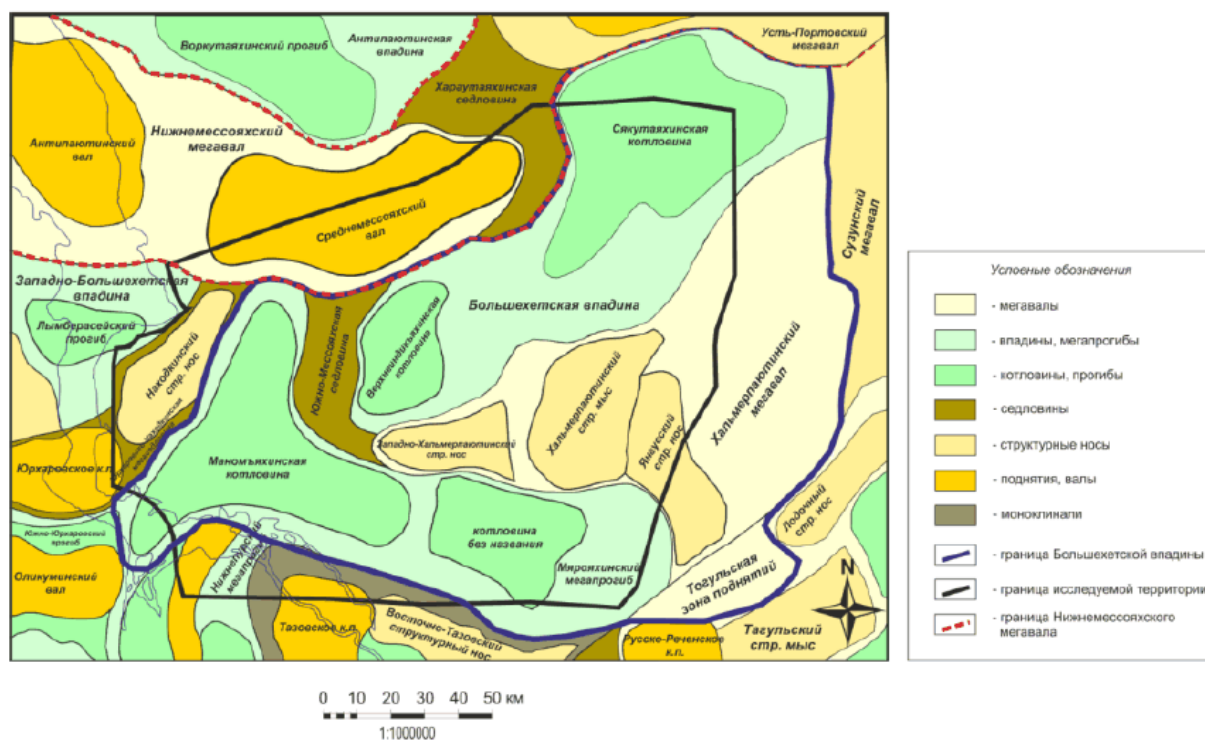


Рисунок 1.2 – Выкопировка обзорной карты (по материалам Нестерова, 1984)

По данным сейсморазведки практически все горизонты выражены и характеризуются согласованным строением на всей площади Большехетской впадины, включая положительные и отрицательные структуры.

Основные стадии тектонического развития Большехетской впадины не являются уникальными ввиду того, что ключевые этапы тектонической активности, повлиявшие на структуру, условия развития впадины и

седиментации горных пород, характерны для всей Западно-Сибирской молодой платформы (Конторович А.Э. и др., 2000; Конторович В.А. и др., 2001).

По сопоставлению структурных планов по горизонтам осадочного чехла и фундамента можно выделить три структурных этажа, которые формировались в эпоху тектонического развития бассейна: нижний – дорифтовый (дограбеновый), средний – синрифтовый (грабеновый) и верхний – послерифтовый. Разломы и зоны трещиноватости были сформированы в юрско-меловой и олигоценовой эпохах (Рисунок 1.3)

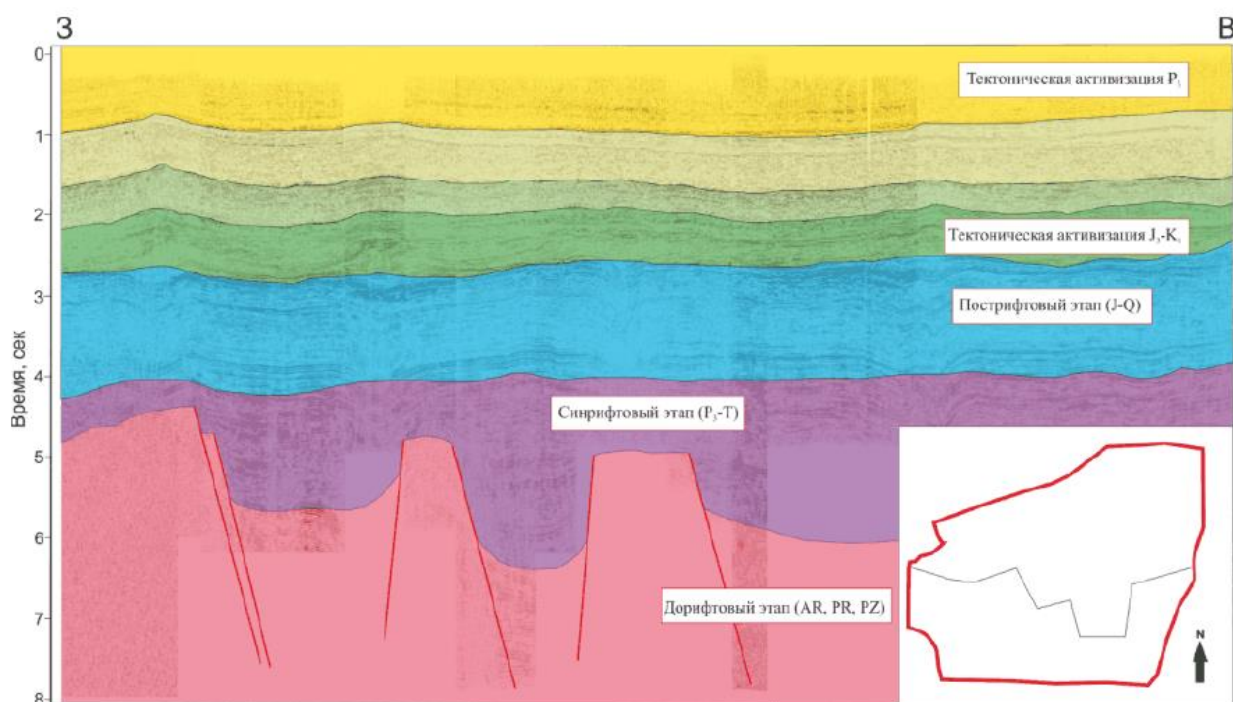


Рисунок 1.3 – Выкопировка композитного сейсмического профиля через Большехетскую впадину (Колосков и др., 2013)

Дорифтовая стадия (Pz)

В состав Западно-Сибирской платформы входят деформированные в складки и метаморфизованные горные породы, формирование которых происходило до палеозойской эры во время развития территории на дорифтовой стадии (Сурков и др., 2000).

Синрифтовая стадия (Р₃-Т)

Формирование системы континентальных рифтов происходило на территории Западно-Сибирской платформы во время позднепермского и триасового периодов. Характерной особенностью процесса являлось тектоническое растяжение территории (Конторович и др., 2001).

Синрифтовая стадия формирования среднего структурного этажа называется грабеновой потому, что в это время активно происходила эффузия базальтов на поверхность с формированием комплексов взбросов и сбросов горных пород. Данное событие подтверждается в скважине СГ-6, расположенной на соседней площади от Большехетской впадины, где были вскрыты базальтовые тела возрастом около 250 млн. лет, залегающие в основании горных пород триасового периода (Колосков и др., 2013).

Пострифтовая стадия (J-Q)

Верхний структурный этаж формировался в пострифтовую стадию. Формирование этажа не завершено по сегодняшний день, так как со времени юрского периода произошло прогибание осадочного чехла за счёт термического прогрева коры в синрифтовую стадию и последующее её остывание без каких-либо тектонических процессов.

Этапы тектонической активизации региона

Современный облик Большехетской впадины сформировался во времена позднеюрского и раннемелового периодов (J₃-K₁) и олигоценового времени (P₃).

В юрском и меловом периоде произошло тангенциальное региональное сжатие территории, причины которого связаны со спредингом северных территорий Западно-Сибирской платформы, в это время произошло формирование серий положительных и отрицательных структур поднятий и впадин, котловин, в том числе и Нижнемессояхского мегавала (Конторович и др., 2001).

Следующий тектонический этап складкообразования, во время которого формируются оставшиеся положительные структуры (Колосков и др., 2013), связан с региональной трансгрессией моря и коррелирует с крупными мировыми катастрофами: соединение Индостана с Евразийской литосферной плитой и раскрытием Евразийского бассейна Арктики (Бондарев, 2013).

1.4 Стратиграфия

Осадочный чехол Большехетской впадины представлен единым верхнепалеозойским (пермский период) и мезозойско-кайнозойским комплексами (от триасового до четвертичных периодов). Осадочный чехол залегает на протерозойском фундаменте. Фундамент впадины не вскрыт бурением, а также размеры осадочного чехла в настоящее время неизвестны. Стратификация основана на анализе кернового материала с изучением флоры и фауны и спорово-пыльцевом анализе (Колосков и др., 2013, 2017).

Складчатый фундамент

Поскольку складчатый фундамент, сформировавшийся в дорифтовое время в позднегерцинскую эпоху, не вскрыт на Большехетской площади бурением, то представления о нём сформированы из работ по Западно-Сибирской молодой платформе. У фундамента развита складчатость, переработанная байкальским тектогенезом с развитием взбросов и выступов. Фундамент в основании сложен метаморфическими кристаллическими породами и зелёными хлорит-серицитовыми сланцами, вверх по разрезу горные породы представлены доломитами и мраморами, а также различными метапесчаниками, порфироидами и реже габбро (Колосков и др., 2013). Глубина фундамента приблизительно составляет 6 км и простирается от 12 до 18 км.

Пермь-триасовый осадочный чехол

К среднему структурному этажу относятся осадочные горные породы позднего палеозоя (пермский период) и мезозоя (триасового возраста). Породы залегают непосредственно на фундаменте Западно-Сибирской платформы и представлены порядка 8 км толщей горных пород по данным сейсморазведки. Верхний палеозой представлен слабонаклонными (до 20°) континентальными угленосными отложениями.

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол

Мезозойский чехол залегает на триасовых осадочных горных породах (тектонически депрессионного тектогенеза, ограниченных разломами сбросового типа), а в местах поднятий – на палеозойском чехле. Мощность осадочного чехла порядка 6-8 км.

Разрез венчается четвертичными отложениями, мощность которых составляет в среднем от 50 до 150 м, представленные аллювиально-морскими фациями и сплошными водно-ледниковым покровами.

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол вскрыт до ниже- и среднеюрских горизонтов разведочными скважинами на территории изучаемого объекта. Керновым материалом представлены осадочные горные породы от среднеюрской системы до турон-коньякского яруса вверх по разрезу.

Триасовая система

Доюрские образования залегают на глубине от 7 км и не вскрыты разведочным и промышленным бурением. Мощность отложений варьируется от нескольких сотен метров до двух километров. Описание триасовой системы проводится по скважине Уренгойского нефтегазового комплекса, вскрывшая 1720 м триасовых отложений (Решение 5-го стратиграфического совета, 1991; Решение 6-го стратиграфического совета, 2003). Триас разделён на два крупных интервала, представленных красноселькупской и тампейской сериями.

Нижняя красоселькупская серия представлена аймальской, коротчаевской и трыбяхской свитами. Серия представлена горизонтально залегающими эффузивами базальтов с прослоями туфов вверх по разрезу.

Аймальская свита в основании представлена углистыми аргиллитами, лавовыми покровами, туффитами с прослоями даек и силлов. Мощность свиты порядка 250 м.

Коротчаевская свита залегает согласно поверх аймальской свиты представлена нижней и верхней подсвитой. И верхняя, и нижняя подсвиты сложена базальтовыми эффузивами, лавовыми потоками, туффитами с прослоями лавобрекчий. В свите не присутствуют остатки флоры и фауны. Мощность свиты достигает 740 м.

Трыбяхская свита в основании представлена аргиллитами с переслаиванием граувваков, песчаников и алевролитами. Свита несогласно залегает на коротчаевской свите. Вверх по разрезу отложения представлены базальтами, туфами, вторично изменёнными. Мощность свиты 88 м.

Верхняя тампейская серия представлена пурской, варенгаяхинской, витютинской свитами. Фациально верхний интервал относится к континентальным терригенным отложениям.

Пурская свита представлена нижней и верхней толщей. Нижняя подсвита несогласно залегает на трыбяхской свите и представляет кору выветривания раннего триаса, сложена песчаниками с переслаиванием аргиллитов, брекчий. Присутствуют остатки флоры в виде хвощовых стеблей. Нижняя часть представлена туфовыми песчаниками, с прослоями аргиллитов, брекчий, глинистых алевролитов. Присутствуют многочисленные остатки хвощовых растений и папоротников. Мощность свиты составляет около 410 м.

Варенгаяхинская свита представлена двумя подсвитами. Нижняя подсвита представлена аргиллитами, песчаниками, граувваками с переслаиванием гравелитовых разностей. Верхняя подсвита представлена переслаиванием песчаников и зелёных аргиллитов. Мощность свиты порядка 185 м.

Витюнинская свита сложена в основании конгломератами, вверх по разрезу перекрывается песчаниками с переслаиванием аргиллитов. Горные породы по текстуре представлены параллельной слоистостью, что является характерной особенностью для озёрных и лагунных фаций. Мощность свиты около 65 м (Киричкова, 2011).

Юрская система

Нижне- и среднеюрские отложения объединяются в Большехетскую серию. Вся серия представлена обломочными породами как глинистого, так и песчаного генезиса. Разнообразие терригенного материала в серии обусловлено неоднородной интенсивностью сноса осадков с континента и колебанием уровня моря.

Нижний и средний отделы юрской системы (J₁-J_{2k})

Большехетская впадина приурочена к Ямало-Гыданскому и Усть-Енисейскому лито-фациальному району (Рисунок 1.4).

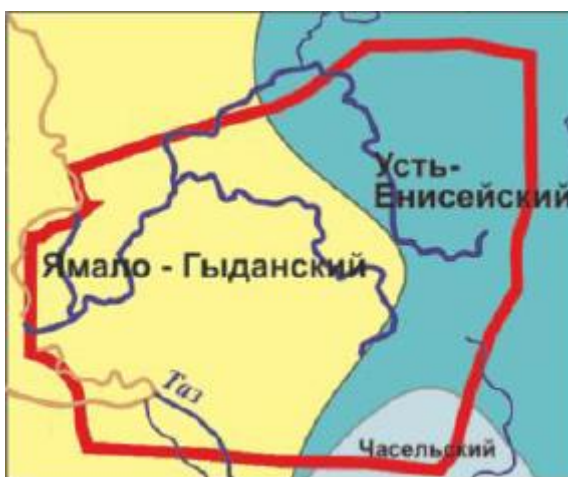


Рисунок 1.4 – Выкопировка литолого-фациального районирования нижнего и среднего отдела юрской системы без келловоя (по материалам Решения 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003)

Зимняя свита сложена песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов, реже конгломератов. Присутствуют *Ogmoconcha longula*, *Ammodiscus siliceous*, *Trochammina inusitata*. Мощность до 360 м.

Левинская свита представлена буровато-серыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами с редкими прослоями гравелитов, песчаников и алевролитов. Присутствуют *Harpax laevigatus*, *Trochammina lapidosa*, *T. inusitata*. Мощность до 200 м.

Шараповская свита сложена песчаниками и алевролитами с *Tancredia kuznetsovi*, *Harpax laevigatus*, *Trochammina lapidosa*. Мощность до 100-200 м.

Кутербютская свита представлена аргиллитоподобными глинами, тонкоотмученными с *Dacryomya inflata*, *Tancredia bicarinata*, *Ammobaculites lobus*. Мощность 40-60 м.

Надояхская свита представлена песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями углистых пород, *Dactylioceras ex gr. commune*, *Dacryomya inflata*, *D. Gigantean*. Мощность 185-300 м.

Лайдинская свита сложена тёмно-серыми аргиллитоподобными глинами с редкими прослоями песчаников и алевролитов с обугленными растительными остатками и конкрециями сидеритов. Присутствуют *Dactylioceras egr commune*, *Dacryomya inflata*, *D. Gigantean*. Мощность 45-100 м.

Вымская свита представлена светло-серыми песчаниками, нередко известковистыми, местами каолинизированными, с прослоями алевролитов и зеленовато-бурых аргиллитоподобных глин. Присутствуют *Arctica humiliculminata*, *A. lenaensis*, *Ammodiscus arangastachiensis*. Мощность 70-280 м.

Леонтьевская свита сложена буровато-серыми алевролитистыми глинами с прослоями светло-серых песчаников. Присутствуют *Retroceramus gr. porrectus*, *Arctotis lenaensis*, *A. Sublaevis*, *Meleagrinea decussate*. Мощность 50-70 м.

Мальшевская свита представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами, пакетами флишoidного переслаивания, присутствуют включения антраконита с *Cranoccephalites sp.*, *Retroceramus gr. Retrosus*, *Arctotis sublaevis*. Мощность 200-300 м.

Верхний отдел юрской системы (J_2k-J_3)

Верхний отдел юрской системы залегает несогласно на малышевской свите и подразделяется на два лито-фациальных района (Рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 – Выкопировка литолого-фациального районирования келловея и верхнего отдела юрской системы (по материалам Решения 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003)

Фролово-Тамбейский лито-фациальный район

Точинская свита представлена глинами и аргиллитами темно-серыми алевролитовыми с прослоями алевролитов и песчаников с *Longaeviceras* spp., *Rondiceras* spp., *Cadoceras* spp. Мощность 25-200 м.

Сиговская свита представлена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Присутствуют *Oxydiscytes taimyrensis*, *Amoeboceras sokolovi*, *Aulacostephanus* spp. Мощность 20-200 м.

Яновстанская свита сложена аргиллитоподобными глинами, темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, от тонкоотмученных до алевролитовых, с пропластками серых и темно-серых песчаников и алевролитов. Присутствуют *Craspedites* spp., *Lauegites* sp. ind., *Dorsoplarites* sp. ind. Мощность до 700 м.

Тазо-Хетский лито-фациальный район

Абалакская свита представлена глинами аргиллитоподобными глауконитовые, слюдистые с пиритовыми стяжениями, карбонатными конкрециями, с рострами белемнитов, остатками аммонитов, двустворок. Присутствуют *Cardioceras* spp., *Longaeviceras* spp., spp., *Aulacostephanus* spp. Мощность 16-45 м.

Баженовская свита представлена сложным переслаиванием кремнисто-карбонатно-глинистых пород. Присутствуют *Surites* spp., *Hectoroceras* spp., *Dorsoplanites* spp. Мощность 7-90 м.

Меловая система

Меловая система представлена двумя отделами, в которых не присутствуют выраженные литологические границы, и систематизация отложений проводится в зависимости от литолого-фациального района.

Берриас-нижний аптский ярус

Берриас-нижний аптский ярус выражен в Тазовском, Енисей-Хатангском и Уренгойско-Пурпейском лито-фациальных районах (Рисунок 1.6).

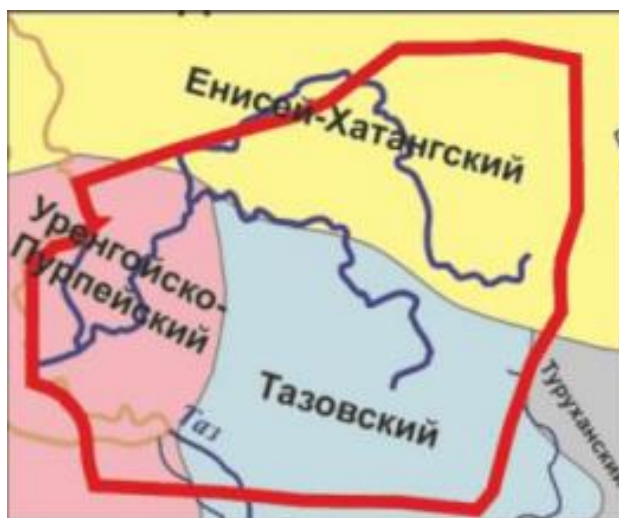


Рисунок 1.6 – Выкопировка литолого-фациального районирования берриас-нижнего аптского яруса (по материалам Решения 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003)

Уренгойско-Пурпейский лито-фациальный район

Сортымская свита представлена сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Мощность до 1400 м.

Тангаловская свита выражена сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Мощность до 950 м.

Тазовский лито-фациальный район

Мегионовская свита представлена сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Встречаются *N. aff. maimetschensis*, *B. cf. keyserlingi*, *B. inflata*. Мощность 390-450 м.

Заполярная свита выделяется сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин с характерным обугленным растительным детритом, отпечатками растений, обломков древесины, присутствуют корневидные растительные остатки. Мощность 400-600 м.

Енисей-Хатангский лито-фациальный район

Нижнехетская свита сложена аргиллитоподобными глинами, от темно-серые до серых, иногда с зеленоватым оттенком, с пластами песчаников и алевролитов. Встречаются *Siberiptychites cf. stubendorffi*, *Temnoptychites cf. syzranicus*, *Surites cf. spasskensis*. Мощность 10-600 м.

Суходудинская свита представлена сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Встречаются пропластки угля. Присутствуют *Buchia ex gr. sublaevis*, *Escharisphaeridia sp.*, *Sentusidinium sp.*. Мощность 55-500 м.

Выше по разрезу отдельно выделяется *малохетская свита*, которая согласно залегает на заполярной и суходудинской свитах на территории Тазовского и Енисей-Хатангского лито-фациальных районов. Свита представлена светло-серыми каолинизированными песчаниками с редкими прослоями серых алевролитов, глин и конгломератов, местами включения гальки и немногочисленные прослои угля.

Средний апт-сеноманский ярус

Средний апт-сеноманский ярус представлен Тазовско-Уренгойским и Усть-Енисейским лито-фациальными районами (Рисунок 1.7).

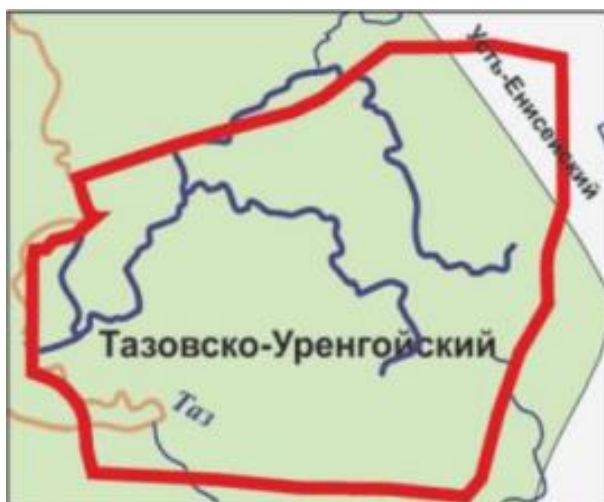


Рисунок 1.7 – Выкопировка литолого-фациального районирования среднего апт-сеноманского яруса (по материалам Решения 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003)

Тазовско-Уренгойский лито-фациальный район

Покурская свита представлена сложным переслаиванием песков уплотненных, песчаников серых, глин, глинистых алевролитов. Отмечаются прослои ракушняков, гравелитов и конгломератов, содержащих иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. Мощность 700-1150 м.

Усть-Енисейский лито-фациальный район

Яковлевская свита представлена глинами, алевролитами серые с прослоями каолинизированных песчаников. Характерны многочисленные пропластки углей, обломки обугленной древесины. Двустворки: *Inoceramus* sp. Слои с *Ammobaculites fragmentarius*. Мощность 80-540 м.

Долганская свита выражена песками, песчаниками серыми, зеленовато-серыми с прослоями буровато-серых алевролитов и глин с обломками

древесины, растительными остатками и включениями янтаря. Мощность 300-570 м.

Турон-маастрихтский ярус

Турон-маастрихтский ярус представлен на западе Ямало-Уренгойским районом, на востоке Усть-Енисейским районом, между ними располагается Тазовский лито-фациальный район (Рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Выкопировка литолого-фациального районирования турон-маастрихтского яруса (по материалам Решения 5-го стратиграфического совещания, 1991; Решение 6-го стратиграфического совещания, 2003)

Ямало-Уренгойский лито-фациальный район

В основании района отдельно выделяется общая с Тазовским районом *кузнецовская свита*, сложенная серыми глинами, зеленовато-серыми, с редкими включениями глауконита, песками, алевроитами зеленовато-серыми. Встречаются *Inoceramus kleini*, *Inoceramus ex gr. labiatus*. Мощность 40-200 м.

Березовская свита представлена глинами серыми, черными, местами присутствуют слабоалевритистые опоки серые, прослои опокovidных глин.

Встречаются *Spiroplectamina optata*, *Prunobrachium articulatum*, *Discorbis sibiricus*.
Мощность 80-270 м.

Ганькинская свита выражена глинами серыми, иногда с зеленоватым оттенком, известковистые прослои, алевритистые, с пиритизированными водорослями, с единичными обломками гастропод. Мощность 40-240 м.

Тазовский лито-фациальный район

Часельская свита представлена ритмичным переслаиванием серых алевролитов, глинистых и глин алевритистых, серых с зеленоватым оттенком. Встречаются пиритизированные остатки водорослей и гнезда мелкокристаллического пирита. Встречаются *Oxytoma* cf. *tenuicostata*, *Ammobaculites dignus*, *Pseudoclavulina hastata admota*. Мощность 450-650 м.

Усть-Енисейский лито-фациальный район

Дорожковская свита выражена глинами и глинистыми алевритами зеленовато- и буровато-серые, часто с глауконитом, с подчиненными прослоями песков и песчаников. Мощность 45-130 м.

Насоновская свита представлена переслаиванием серых, зеленовато-серых глин, алевритов, песков, встречаются фосфатные горизонты. Присутствуют *Oxytoma tenuicostata* *Baculites* sp., *Scaphites* sp. Мощность 250-500 м.

Салпадаяхинская свита сложена алевритами серыми, зеленовато-серыми, прослоями глауконитовых, со стяжениями фосфатов и глин светло-серых, серых, опоковидных или обогащенных оолитами и бобовинами лептохлоритовых железных руд. Встречаются *Proplacenticeras* cf. *planus*. *Baculites obtusus*, *Chatangiella niiga*. Мощность 60-175 м.

Отдельно в Тазовском и Усть-Енисейском районах выделяется *Танамская свита*, которая согласно залегает на часельской и салпадаяхинской свитах. Представляет пески и алевриты серые, реже зеленовато-и желтовато-серые, с

прослоями серых алевроитовых глин, с карбонатными конкрециями. Встречаются *Baculites anceps*, *Baculites sp.*, *Chatangiella ditissima*. Мощность 30-140 м.

Палеогеновая система

Кэтпарская свита несогласно залегает на меловых отложениях и представляет пески и алевроиты с прослоями глин. В нижней части гравийно-галечниковые породы с обломками бокситов. Мощность до 100 м.

Люлинворская свита выражена глинами желтовато-зелеными, зелеными, светло-зелеными, с присыпками алевроита.

Четвертичная система

Четвертичные отложения залегают несогласно на осадочных породах палеогеновой системы и представлены глинами, алевроитами зеленовато-серыми, песчанистыми с прослоями и гнездами песков и алевролитов серых, мелкозернистых. Отмечаются включения бурых углей.

1.5 Нефтегазоносность

В осадочном чехле Большехетской впадины выделяются 7 нефтегазоносных комплексов (НГК), которые характеризуются едиными условиями осадконакопления и преобразования горных пород, имеют общую закономерность строения пород осадочного чехла и единую гидродинамическую связанность каналов.

Нижне-среднеюрский НГК малоизучен, однако является перспективным на Большехетской площади работ. Комплекс представлен морским и прибрежно-морским генезисом мощностью почти 2000 м и вскрыт скважинами на Тазовском и Русско-Реченском месторождениях на соседнем Тазовском нефтегазоносном районе. Что на Тазовском, что на Русско-Реченском месторождениях были получены аварийные фонтаны газового конденсата с высоким градиентом давления 1,66, что говорит об аномальности пластов средней юры. На

Хальмерпатютинском месторождении при разбурировании среднеюрских отложений получено газопроявление.

На Уренгойском месторождении при вскрытии нижнеюрских отложений на глубине около 4000 метров получен дебит нефти 2 м³/сут.

Таким образом, разведочным бурением подтверждена нефтегазоносность среднеюрских и нижнеюрских отложений в кровле тюменской свиты, так как отмечаются структурно-литологические ловушки. Флюидом является газовый конденсат, а нефть залегает в оторочках.

Верхнеюрский НГК наиболее хорошо изучен на территории Черничного, Толькинского, Термокарстового месторождений в пределах ЯНАО и представлен газоконденсатными залежами с нефтяными оторочками. Мощность комплекса порядка 100-250 м. На соседней Пур-Тазовской нефтегазоносной области пласт Ю₁ в пределах сиговской и яновстанской свит вскрыт двумя скважинами Русско-Реченского нефтегазоконденсатного месторождения и представлен слабопроницаемыми породами.

Ачимовский НГК выделяется в ачимовских толщах, залегающих в основании сертымской, мегионской, нижнехетской, заполярной и сухундинской свит. Мощность толщи составляет от пары десятков метров до пары сотен метров. Ачимовский комплекс представлен линзовидно-вытянутыми песчаными телами, которые распространены в глинистых отложениях. Ачимовская толща является перспективной залежью нефти и газа, представляют собой ловушку структурного типа.

Нефтегазоносность не оценена в пределах Большехетской впадины, однако на соседних площадях: Уренгойская, Ямбургская, Тазовская получены промышленные притоки газового конденсата.

Неокомский НГК выделен в пределах Тазовского лито-фациального района в мегионской и заполярной свитах без включения ачимовских толщ. Основание комплекса представлено прибрежно-морским генезисом и состоит из переслаивающихся проницаемых и непроницаемых пород. Вверх по разрезу также происходит ритмичное переслаивание песчаников и глин, где больший

объём занимают глинистые аргиллиты. Характерной особенностью комплекса является его неоднородность по вертикали и горизонтали.

Нефтегазоносность комплекса не установлена разведочным бурением на Большехетской площади. Залежи структурного и литологического типов.

Аптский НГК представлен нижней частью покурской свиты. Комплекс представлен неоднородными регрессивными песчаными, алевритистыми и глинистыми породами с включениями углистого детрита. Мощность комплекса составляет порядка 300 м.

Результаты сейсморазведки на Пяяхинском месторождении подтверждают перспективность комплекса и отмечают его линзообразное строение. Линзы по размеру небольшие и изолированные друг от друга.

Нефтегазоносность подтверждена как разведочным, так и эксплуатационным бурением. Запасы углеводородов подтверждены на Находкинском, Пяяхинском, Ванкорском месторождениях. Флюидом в пластах является как газ, газовый конденсат, так и нефть.

Альб-сеноманский НГК представлен песчаными отложениями континентальным генезиса с переслаиваниями алевролита, местами выделяются выдержанные пласты и пачки алевритистых глин, и выделяется в верхней части покурской свиты. Мощность около 650 м. В Большехетской впадине практически на всех месторождениях разрабатываются газовые сеноманские пласты ПК₁₋₃. Флюидоупором являются стратиграфические ловушки сводового типа.

Турон-коньякский НГК верхнего мела представлен песчаниками и глин. Мощность от 50 до 150 м. Данный комплекс является перспективным, однако из-за термодинамического состояния и небольшой глубины залегания, газ может находиться в состоянии газовых гидратов (Шуваев, 2018; Умрилов, Лац, Горбунов, 2008).

2 СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ИНТЕГРИРОВАННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ

2.1 История развития в области интегрированного моделирования

Необходимость и преимущества интегрированного моделирования (ИМ) были признаны еще в семидесятые годы, однако в последнее десятилетие получило широкое распространение, когда стали доступны необходимые программные инструменты для проведения интегрированного моделирования систем добычи. Объединение динамических моделей пласта и поверхностных объектов в единую интегрированную модель позволяет: проследить взаимозависимость между пластовым и устьевым давлением; смоделировать смешивание различных жидкостей; учесть ограничения объектов; выявить узкие места в системе. Таким образом, благодаря ИМ можно избежать бурения нерентабельных скважин, оптимизировать текущую добычу углеводородов для достижения целевых показателей добычи, рассмотреть перевод добывающих скважин в нагнетательные, смоделировать различные варианты разработки в краткосрочной и долгосрочной перспективах и т.д.

В течение последнего десятилетия нефтяные компании пытались реорганизовать свои структуры в междисциплинарные команды и включить ИМ в отраслевые рабочие процессы. В основном это было связано с необходимостью лучшего понимания процессов и описания взаимодействия между системами «пласт-поверхность». Этому способствовало появление более мощных ИТ-ресурсов для создания ИМ. Несмотря на наличие нескольких коммерческих платформ, многие крупные нефтяные компании со временем внедрили собственные запатентованные программные продукты.

Одно из первых решений для ИМ появилось в 1960-е годы, когда компания Amoco (Tingas и др., 1998) разработала на мэйнфрейм-компьютере программный продукт RAISEGAS (Mohamed и др., 1979) однофазный 2D симулятор пласта и системы наземного обустройства для управления добычей на газовых месторождениях южной части Северного моря Великобритании. Расширение

симулятора для двухфазных систем газ-вода было представлено Демпси в 1971 году для использования в расчётах продуктивности газовых скважин.

Именно благодаря работам компании Chevron (Startzman et al., 1977; Emanuel et al., 1981; Breaux et al., 1985) в 1970-х годах ИМ начали применять к трехмерным коллекторам черной нефти. Старцман соединил симулятор черной нефти с моделью наземного обустройства. В дальнейшем компания Chevron тесно связала свой собственный 3D симулятор пласта CHEARS с коммерческим симулятором трубопровода PIPESOFT2 и представила свой софт для проекта разработки месторождения Горгон на северо-западе Австралии в начале 2000-х годов. (Zapata et al., 2001).

В конце 80-х годов компания Shell начала разработку GFPT (Gas Field Planning Tool) для объединения собственного симулятора и/или моделей материального баланса с многофазной моделью наземного обустройства. GFPT действует как программа-интегратор для соединения и связи между поверхностными и пластовыми моделями. Кроме того, GFPT позволяет управлять скважинами, учитывая ограничения наземного оборудования. Успешные опытно-промышленные испытания GFPT представлены на месторождении Лаймстоун, находящемся на поздней стадии разработки в Альберте (Hooi et al., 1993) и на месторождениях в бассейне Greater Sole Pit в южной части Северного моря (Deutman et al., 1997), где пять различных моделей пласта используют один и тот же производственный объект подготовки и транспортировки нефти/газа. Hydrocarbon Field Planning Tool (HFPT), эволюция GFPT компании Shell для моделирования чёрной нефти и композиционных моделей, был представлен в работах Вайзенборна (Weisenborn et al. и Beliakova et al., 2000).

Разработка программного обеспечения (ПО) и подтверждение его эффективности на практике наглядно продемонстрировали преимущества интегрированного моделирования. Например, компания Shell утверждает, что дополнительные доходы в результате внедрения ИМ для бассейна Greater Sole Pit превышают 5 млн долларов США в год за счет более точного учёта добычи

газа и 23 млн долларов США за счет переоценки эксплуатации компрессорного оборудования.

Компания Arco в начале 1990-х (Stoisits et al., 1992) разработала собственный интегрированный симулятор и на примере месторождения Купарук на Северном склоне Аляски представила оптимизацию газлифтной эксплуатации.

Norsk Hydro (Haugen, 1995) разработала алгоритм соединения пластов в симуляторе черной нефти и показала применение программного обеспечения, в котором на три изолированных пласта было применено ограничение по добыче нефти и закачке воды.

Первый симулятор интегрированной модели ВР (Litvak et al., 1995) был реализован в многокомпонентном симуляторе пласта и симуляторе наземного обустройства ВР. Многокомпонентная ИМ была широко применена на месторождении Prudhoe Bay для определения наиболее экономически выгодных условий эксплуатации наземного оборудования и оптимизации добычи (Litvak et al., 1997). Была представлена процедура интерполяции данных для упрощения расчета фазового равновесия и сокращения времени при использовании центрального процессора компьютера (Litvak et al., 1998), а также процедура адаптации модели (Litvak et al., 1999). Вместе со своим сложным симулятором ИМ (Coats et al., 2003), ВР предоставляет своим бизнес-подразделениям единый инструмент, основанный на соединении простых моделей пласта и наземного оборудования в одну сеть объектов.

Этот подход привел к 90%-ному сокращению времени по актуализации моделей и к повышению точности расчёта параметров добываемой продукции (Liao et al., 2007). Кроме того, вышеуказанный подход был использован при оценке преимуществ сжатия газа и закольцовки трубопроводов (лупинг) для 6 месторождений газа на шельфе Тринидада (Liao et al., 2002). Также были оценены возможности бурения скважины на месторождении KKN на шельфе Северной Явы (Luciawaty et al., 2004) и произведён выбор механизированных способов эксплуатации скважин на нефтяном месторождении Rompano в

Мексиканском заливе (Liao et al., 2007). MAXIMUS, еще один инструмент ИМ, разработанный внутри компании BP, был применен на этапе выбора вариантов разработки Западного блока 18 Анголы для моделирования осложняющих факторов в процессе добычи нефти (АСПО, коррозия, солеобразование) (Watson et al., 2006).

Компания Mobil в 1995 году улучшила свой собственный симулятор пласта PEGASUS для одновременного моделирования нескольких пластов, соединенных с сетью наземных трубопроводов (Lyons et al., 1995). ИМ была применена на месторождениях в южной части Северного моря и месторождении Арун в Индонезии.

В конце 90-х годов с появлением виртуальных параллельных машин PVM (общедоступный программный пакет, позволяющий объединять разнородный набор компьютеров в общий вычислительный ресурс и предоставляющий возможности управления процессами с помощью механизма передачи сообщений) соединение независимых симуляторов пласта и наземного оборудования через третий интерфейс стало более простым, как в случае ECLIPSE, который мог производить интеграцию с NETOPT (Herguler et al, 1997) и FORGAS (Trick, 1998).

В 2000-х годах сервисные компании начали разрабатывать свои собственные коммерческие решения для ИМ. Компания Schlumberger внедрила контроллер общего назначения R2SL для соединения нескольких симуляторов пласта и систем наземного обустройства. R2SL взаимодействует через открытый интерфейс передачи сообщений, такой как PVM или MPI, с проприетарными OPEN ECLIPSE - симулятором пласта, и PIPESIM - симулятором сетей наземного оборудования и модели пласта (Ghorayeb et al., 2003).

В то же время специалисты Petroleum Experts разработали RESOLVE, интерфейс для объединения симуляторов пласта от различных разработчиков программного обеспечения и / или MBAL и симулятора GAP.

2.2 Преимущества интегрированного подхода к моделированию активов

Интегрированное моделирование при правильном подходе является одним из лучших способов оптимизации технологического процесса нефтегазовых объектов на протяжении всего срока эксплуатации, что в конечном итоге оправдывает вложенные инвестиции и усилия в разработку интегрированной модели.

1) ИМ позволяет **проектировать и оценивать разработку месторождения** на стадии пробной эксплуатации скважин, когда получен первый приток флюида при испытании пласта. В данном случае моделирование позволяет выбирать различные концепции и варианты разработки месторождения, используя способ оценки «что если». Для подбора оптимальных конфигураций эксплуатационных колонн, насосно-компрессорного оборудования, их диаметров, расчёта количества эксплуатационных и лифтовых труб, их металлоёмкость, а также для определения профиля притока и оттока, расчёта окупаемости проекта необходимо построить упрощённую интегрированную, которая даст приблизительные ответы на ключевые вопросы, возникающие при планировании сетки разработки месторождения.

2) Благодаря ИМ стало возможным **планировать оптимизацию существующих производственных процессов**, прорабатывая различные варианты технологических режимов у производственных объектов для того, чтобы добиться максимальной эффективности для получения максимальной прибыли в рамках определенных ограничений производственных возможностей нефтегазовых объектов (давление, пропускная способность, температура сепарации и т.д.).

Другой ключевой задачей может быть оценка взаимовлияния запланированных модификаций (замена проточных частей газоперекачивающих агрегатов для следующей ступени сжатия газа) или внедрение новых производственных объектов в эксплуатацию (запуск дожимной-компрессорной

станции на нефтяном месторождении для коммерциализации попутного нефтяного газа).

Интегрированная модель также позволяет выявить узкие места в технологическом процессе и изменить режим работы оборудования для увеличения добычи или получения требуемых термодинамических условий для соответствия требованиям товарного газа/нефти.

3) Прогнозирование добычи является одним из ключевых преимуществ ИМ. К тому же, краткосрочное и долгосрочное планирование в ИМ выгодно в случаях, когда существуют ограничения по темпу отборов флюида в рамках проекта разработки месторождения или давления на входе в установку комплексной подготовки газа (УКПГ). Например, при подземном хранении газа необходимо точно прогнозировать и знать, сколько газа может быть добыто и закачено в пласт в определенный момент времени.

Прогнозирование позволяет максимизировать рентабельность нефтегазового актива, планировать свою операционную деятельность и гибко реагировать на изменения рынка в плане геополитических решений, налогообложения и цен на углеводородное сырьё.

4) Экономическое планирование или интегрированное планирование тесно связано с планированием технологической схемы разработки месторождения и является дополнительным инструментом, который интегрируется в ИМ. Благодаря внедрению экономических элементов в ИМ стало возможно рассчитать маржинальность проекта, капитальные и операционные затраты по проекту с учётом логистики, цен на нефтепродукты, а также чистую приведенную стоимость проекта и начальную ставку доходности, поскольку экономические факторы являются наиболее важными в принятии решения по разработке проекта.

Благодаря ИМ возможна оценка, планирование и разработка низкомаржинальных, малорентабельных месторождений со сложнопостроенным резервуаром, это позволяет извлечь дополнительную

экономическую выгоду для компании и запустить месторождение в пробную эксплуатацию (Sodi, 2014).

2.3 Типы программных обеспечений для интегрированного моделирования

Программные обеспечения для интегрированного моделирования подразделяются на две категории:

1) **Автономные программные продукты** (Рисунок 2.1) являются самыми ранними инструментами моделирования, у которых все элементы производственных процессов (модель пласта, скважин, выкидных линий, промысловых трубопроводов, различных технологических объектов) представлены самостоятельным программным обеспечением.

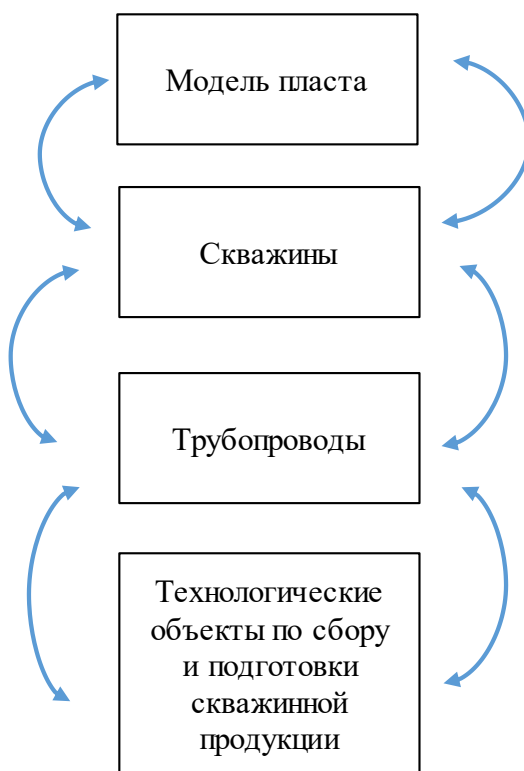


Рисунок 2.1 – Схематичное представление работы автономного типа программного обеспечения

Данный тип программного обеспечения обладает повышенной скоростью проведения расчётов и предоставляет возможность интегрировать процессы, однако тенденция использования упрощённой модели и не способность достичь требуемой точности расчётов в пределах 3-5% погрешности от фактических показателей не позволяет использовать данный тип симулятора для постояннодействующей ИМ. Например, упрощённая ИМ может быть построена с использованием автономных программ: Eclipse + VFP + Network.

2) Программные обеспечения, связанные через программу-интегратор. Данная схема ИМ работает путём связывания автономных программ в единую модель месторождения. Для этой цели интегратор извлекает данные из одной модели и максимально точно объединяет расчёты с другой моделью. Таким образом, интегратор устанавливает связующие каналы между численной моделью коллектора и отдельной моделью сети сбора и подготовки скважинной продукции (Рисунок 2.2). В интеграторы встроена поддержка имитаторов, которая позволяет не зависеть от автономных программных продуктов, которые предоставляют модель для дальнейшего объединения. Должна существовать зависимость, единый код семейства продуктов, интеграция которых происходит в программе-интеграторе, иначе рядовой пользователь может столкнуться с проблемами и ошибками из-за установления некорректных связей в программном коде, что в конечном итоге увеличит время подготовки ИМ.

Основное преимущество использования программы-интегратора заключается в том, что сложные части интегрированной модели создаются в комплексных симуляторах, что позволяет достигать высокого уровня точности в специализированном программном обеспечении.

Основным недостатком данного подхода к моделированию месторождения является громоздкость и сложность итоговой модели, на расчёты которой может потребоваться несколько часов или дней. Сложность системы может вызывать дополнительные ошибки, связанные с обменом данными в программе-интеграторе. Также данные могут потеряться в процессе интеграции

или выдавать ошибки при обновлении автономных программных обеспечений или самого интегратора.

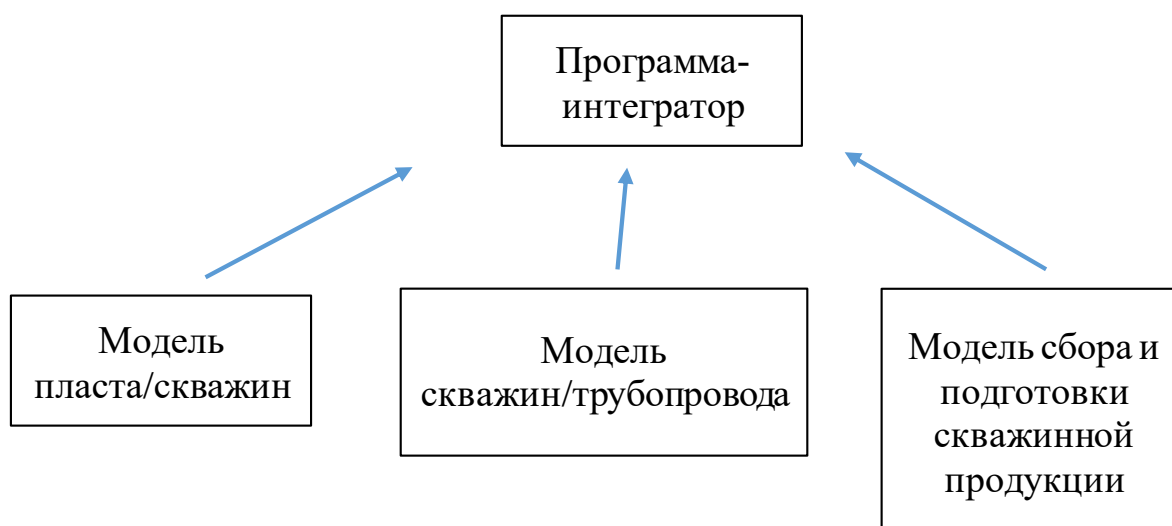


Рисунок 2.2 – Схематичное представление работы связанного типа программного обеспечения через программу-интегратор

Современные пакеты программного обеспечения, работающие через программу-интегратор:

- 1) Schlumberger (IAM, Pipesim, Eclipse);
- 2) Petroleum Experts (Resolve, Prosper, GAP, MBAL);
- 3) Roxar METTE;
- 4) RFD tNavigator (Модуль: Дизайнер Сетей).

Таким образом, для решения оперативных задач использование упрощённой ИМ в автономной программе (Pipesim) более актуально, в то время как применение сложных моделей через программу-интегратор является менее актуальным для повседневной оптимизации (Sodi, 2014).

2.4 Структура интегрированных моделей по ключевым компонентам

Для интегрированного моделирования используется ряд автономных программных продуктов, которые выступают узким решением в своей области применения, однако при объединении этих программных решений в интеграторе получается комплексное описание пласта, скважин, системы сбора и ППД, подготовки и финансово-экономической модели.

Для описания пласта применяются следующие модели:

- 1) 3D гидродинамическая модель (Eclipse, tNavigator, PEBI);
- 2) 2D гидродинамическая модель (Proxu, NumEX);
- 3) Материальный баланс (MBAL);
- 4) Темпы падения (DC, IPR, ТЕРРА).

Для описания процессов в скважине и в призабойной зоне пласта используются:

- 1) Нестационарные модели (OLGA, LEDAFLOW);
- 2) Стационарные модели (PROSPER, PIPESIM, TP2.0, Unifloc);
- 3) Кривые вертикального лифта (VFP, VLP).

Для моделирования системы сбора и ППД применяются:

- 1) Нестационарные модели (OLGA, LEDAFLOW, GAP transient);
- 2) Стационарные модели (GAP, PIPESIM, OISPIPE, Прокси ИМ);
- 3) Предварительно рассчитанные кривые потерь давления (Network).

Подготовка нефти/газа осуществляется при использовании:

- 1) Нестационарные модели подготовки (UniSim/HYSYS);
- 2) Стационарные модели (UniSim/HYSYS);
- 3) Предварительно рассчитанные варианты подготовки (GP TABLE);
- 4) Flash-сепарации (модели многоступенчатой линейной сепарации);

Расчёт финансово-экономической модели:

- 1) Специализированное ПО (MERAК PEEP);
- 2) Упрощённая финансово-экономическая модель (MS EXCEL).

2.4 Выбор подхода к интегрированному моделированию:

Прежде чем проводить любое комплексное моделирование изначально следует потратить время на изучение различных методологий (программного обеспечения), которые могут быть использованы на конкретном месторождении. Один и тот же подход невозможно в точности повторить на новом объекте разработки, так как нефтегазовые проекты имеют свои особенности и различаются по сложности разработки. Кроме того, цели интегрированного моделирования отличаются от проекта к проекту, поэтому выбор подхода к ИМ является частным для каждого конкретного случая.

Например, во время создания ИМ модели газового актива в Великобритании использовался автономный инструмент IAM, а пласт был смоделирован с использованием простой модели материального баланса. Это было сделано потому, что пласт оказался высокопроницаемым, однородным по вертикали и горизонтали, с нормальным градиентом давления. К тому же, простота ИМ использовалась как преимущество для еженедельного прогнозирования добычи/закачки флюида.

В отличие от случая газового актива в Великобритании, на газоконденсатном месторождении в Восточной Европе использовалась связанная интегрированная модель актива с использованием программы-интегратора. Интегратор связывал численную модель пласта с моделью сбора и подготовки нефти. Проницаемость пласта была низкой, в скважинах производился гидроразрыв пласта, что привело к большим изменениям проницаемости и градиента давления, поэтому подход материального баланса не мог быть применен на данном активе.

При выборе подхода или программного обеспечения для ИМ были сформированы следующие критерии:

- 1) Интегрированная модель должна достаточно точно описывать с помощью математических зависимостей реальное поведение объекта;

- 2) Интегрированной модели необходимо производить расчёты в кратчайшие сроки с условием выбора правильного подхода к созданию модели.
- 3) Интегрированная модель должна быть точной, гибкой и удобной для пользователя, обеспечивая совместимость с современным программным обеспечением (симуляторами) (Sodi, 2014).

2.5 Современный опыт применения интегрированных моделей

Практическое использование интегрированной модели на месторождении «Газпромнефти»

«Газпромнефть-НТЦ» в 2018 году провела интегрированное моделирование Новопортовского месторождения с расчётом пяти объектов разработки одновременно с моделированием более 500 скважин и обратного закачивания газа в газовую шапку. Осложняющими факторами при разработке нефтегазоконденсатного месторождения являются наличие газовой шапки и подстилающей воды. Добыча нефти происходит из нефтяных оторочек краевого и подстилающего типов.

Для того чтобы не допустить принятия ошибочных решений и снизить капитальные затраты, так как большое содержание газа требует особого подхода к проектированию наземного оборудования, была построена единая цифровая модель месторождения, состоящая из моделей пласта, скважин, системы сбора и подготовки. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождения было проведено по пяти объектам разработки: НП₂₋₃, НП₄, НП₅, НП₈, Ю₂₋₆. Адаптация модели проводилась по фактическим данным по добыче нефти, газа, воды, а также по забойному давлению в скважинах. При подготовке моделей скважин использовалось ПО Prosper, для подготовки модели сети сбора применялось ПО GAP. Для расчёта модели сбора использовался пакет для создания интегрированной модели Resolve компании Petroleum Experts (Рисунок 2.3).

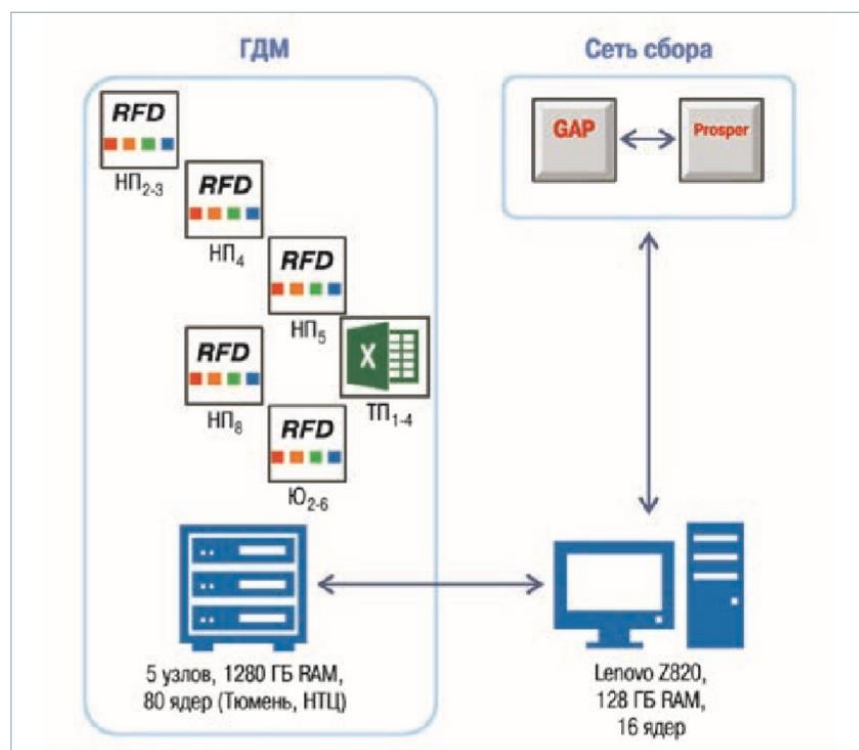


Рисунок 2.3 – Выкопировка схемы построения интегрированной модели
(Апасов, Чамеев, Варавва и др., 2018)

При построении интегрированной модели расчёты, выполненные с учётом ограничений системы сбора и подготовки скважинной продукции, сравнивались с результатами ранее построенной гидродинамической моделью в tNavigator. В итоге изменение профиля добычи нефти колеблется в пределах 5%. Разложив все ограничивающие факторы в один ряд, сделаны выводы, что в 2018-2022 гг. ограничивать добычу нефти в большей степени будут скорости газа в трубопроводе, установка комплексной подготовки газа, и в меньшей степени – скважины.

Также ИМ позволяет переводить неопределенности в разряд рисков и составлять мероприятия по их уменьшению в проекте для повышения устойчивости и успешности принятия проектных решений. В результате оценки текущих рисков, а именно влияния инфраструктуры на профили добычи, были предложены мероприятия по снижению вероятности события, при котором происходит уменьшение пропускной способности системы сбора и подготовки нефти и газа (Рисунок 2.4).

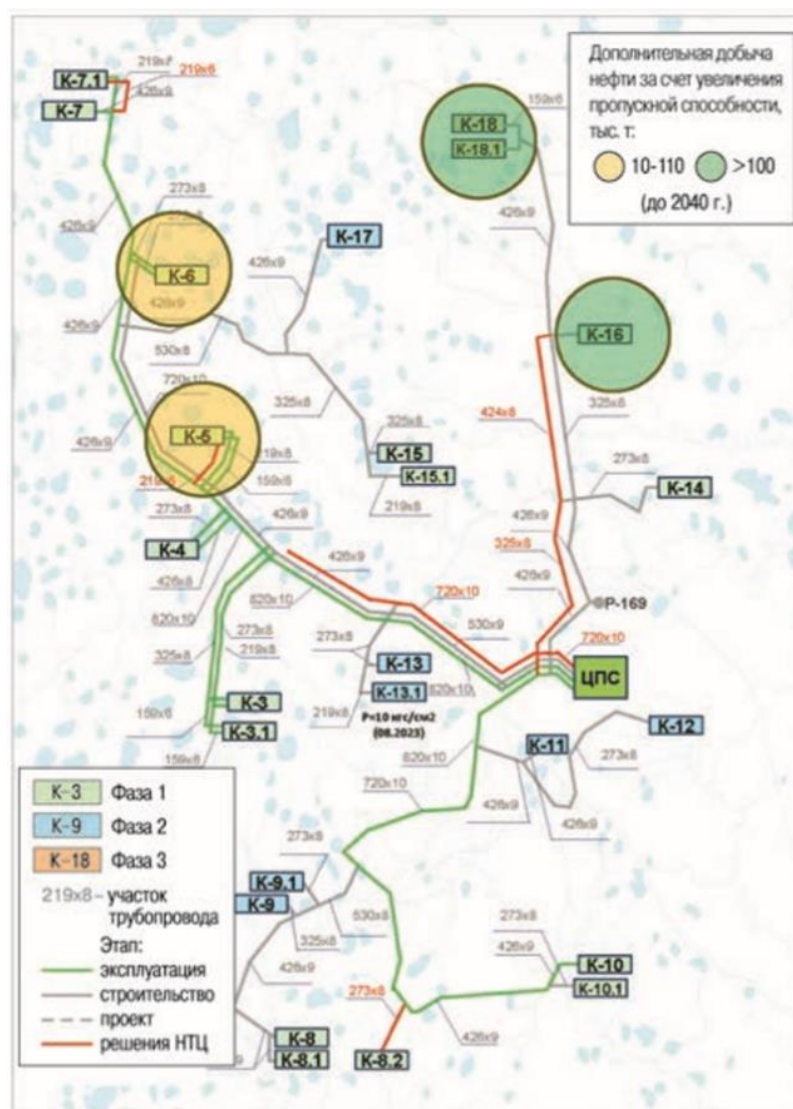


Рисунок 2.4 – Выкопировка анализа рисков «запирания» сети сбора в 2019-2022 гг. (Апасов, Чамеев, Варавва и др., 2018)

Таким образом, в результате построения ИМ Новопортовского месторождения, которая включает пять объектов разработки, компоновку скважинного оборудования и систему сбора и подготовки нефти и газа, произведена адаптация к историческим данным эксплуатации месторождения. По результатам анализа чувствительности были оценены риски влияния инфраструктуры на профили добычи и выработаны мероприятия по их снижению. Успешный опыт ИМ как инструмента для улучшения качества принимаемых решений на месторождения подтвердил необходимость

использования данной технологии на регулярной основе (Апасов Р.Т., Чамеев И.Л., А.И. Варавва и др., 2018).

Практическое использование интегрированной модели на месторождении «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В 2020 году нефтяная компания «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» применяет две конфигурации интегрированной модели, используя ПО Petroleum Experts. Модель скважины и модель системы сбора и транспорта и ППД моделируются в модулях Prosper и GAP соответственно, а модель пласта отличается от конфигурации ИМ. Первая конфигурация применяется для краткосрочного планирования до 1 года, используя модель материального баланса и применяя модуль MVAL, вторая конфигурация ИМ применяется для краткосрочного и долгосрочного планирования от 1 года, применяя полномасштабную ГДМ в ПО Tempest компании Roxar и Eclipse компании Schlumberger. Компания предъявляет жёсткие требования к адаптации модели, так как ИМ выступает инструментом для ежедневного мониторинга производственных задач.

В настоящее время в компании «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в промышленной эксплуатации находится цифровая модель пяти месторождений, у которых единая система сбора и подготовки. В компании проводился подбор по рангу скважин-кандидатов для постоянной оптимизации в зависимости от величины дебита с учётом динамик отбора флюида, изменения пластового давления и наработки насоса на отказ.

За 2017-2018 гг. проведено 12 мероприятий по оптимизации режимов работы скважин с дополнительной добычей по нефти более 10 тыс. т.

Временная оптимизация скважин проводилась с учётом длительной остановки окружающих скважин для компенсации потери нефти при остановках скважин на ГДИ. За 2017-2018 гг. дополнительная добыча нефти в результате временной оптимизации составила более 5 тыс. т.

Опыт применения интегрированных моделей в компании «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» показал, что необходимо развивать мультидисциплинарные знания у

специалистов на стыке геологии, разработки, технологии добычи (Филиппов, Чумаков, Пономарева и др., 2020).

3 СОСТАВЛЕНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ПРОГРАММНОМ ПРОДУКТЕ SCHLUMBERGER PIPESIM И ВЫРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Информация удалена (стр. 56–80), так как относится к категории коммерческой тайны.

МЕНЕДЖМЕНТ,

Информация удалена (стр. 81–97), так как относится к категории

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль над системами подачи метанола в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче газа. Работы выполняются круглогодично.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (Таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования; 3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работа оборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	1. Механические опасности; 2. Статическое электричество. 3. Пожаровзрыво безопасность	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); Защита от шума: СП 51.13330.2011; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Средства защиты от статического электричества: ГОСТ 12.4.124-83; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81.

5.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °C.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (Таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противошумные вкладыши.

Превышение уровня вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму.

Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

5.2 Анализ опасных производственных факторов

Механические опасности

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на большой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднятие и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 3 МПа до 4,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка

ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление.

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют средства индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Статическое электричество

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.
- Заземление УДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом.

Пожаровзрывобезопасность

Технология ингибирования метанола не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнетушащих средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

5.3 Охрана окружающей среды

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- Нефтяное и химическое загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы от испарений нефтепродуктов при их нагреве для проведения исследований.
- загрязнение природной среды промышленными, бытовыми и лабораторными отходами;

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- некачественное строительство, ремонт нефтепромыслового оборудования;
- механические повреждения;
- несоблюдение техники безопасности.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- защита оборудования от коррозии;
- применение оборудования заводского изготовления;
- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, химических реагентов и вод с высокой минерализацией, а также утилизация остатков химических реагентов. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- поступление нефти и химических реагентов в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее не герметичности.

Охрана и рациональное использование земель

Загрязнение почв нефтью и химическими реагентами приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;

- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;

- не оставлять пни выше $1/3$ диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0,2 - 0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на замерных установках (ЗУ);

- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;

- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;

- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;

- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

5.4 Защита в чрезвычайных ситуациях

На месторождении X в процессе ингибирования метанола с использованием технологии подачи реагента через устройство дозирования реагента будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
3	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - загазованность помещения. - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
4	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
5	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности,

которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газовоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кузовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации (СП 9.13130.2009).

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с

повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Газовое месторождение X является одним из наиболее крупных разрабатываемых нефтяных месторождений углеводородов в Ямало-Ненецком автономном округе. Относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности").

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- 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 (ст. 117 ТК РФ) 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.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

Выводы

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы на примере месторождения Х Большехетской впадины представлен современный подход к интегрированному моделированию. Проведён литературный анализ зарубежных и отечественных источников по рассматриваемой проблеме исследования. Обосновано положительное влияние на принятие решений при операционном планировании.

В работе представлена методика создания интегрированной модели газового месторождения, которая включает следующие элементы системы: 22 кустовые площадки, 60 газовых скважин, 6 газовых шлейфов, ЗПА; выполнена переинтерпретация гидродинамических исследований по 60 скважинам с определением фильтрационных коэффициентов α и β . произведена адаптация газовых шлейфов, кустовых площадок, скважин и пластового давления к истории разработки месторождения.

В рамках выполнения выпускной квалификационной работы с использованием специализированного программного обеспечения «Pipesim» проведены расчёты диаметров НКТ по 28 скважинам, обоснованы оптимальные диаметры НКТ для эксплуатации низкодебитных скважин месторождения Х. Полученные расчетные зависимости позволяют проводить мероприятия по оптимизации режима работы скважин месторождения Х.

Интегрированная модель месторождения Х является эффективным инструментом для принятия операционных решений по оптимизации разработки газового актива. В ходе анализа чувствительности построен график зависимости дебита от давления на УКПГ для краткосрочного оперативного регулирования, выбраны скважины-кандидаты для проведения оптимизации суточного дебита для выполнения плана по добыче газа 12,809 млн. м³/сут.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бондарев А. В. Прогнозирование нефтегазоносности меловых и юрских отложений Большехетской впадины на основе моделирования геотермобарических и геохимических условий формирования углеводородных скоплений: специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Бондарев Александр Владимирович. – Москва, 2013. – 155 с.
2. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
3. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
4. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
5. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
6. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением №1).
7. Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р.Т. Апасов, И.Л. Чамеев, А.И. Варавва, О.С. Верниковская, А.Р. Ильясов, В.И. Вирт // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 46–49.
8. Информационно-аналитический портал Neftegaz.RU: Техническая Библиотека, статья «Большехетская впадина» [Электронный ресурс]. URL: https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141602_bolshekhetskaya-vpadina/

9. Киричкова А.И. Особенности литологии континентального триаса Западной Сибири. [Текст] / А.И. Киричкова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. - Т.6. - №1. -http://www.ngtp.ru/rub/2/3_2011.pdf.
10. Конторович В.А. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое / В.А. Конторович, С.Ю. Беляев, А.Э. Конторович, В.О. Красавчиков, А.А. Конторович, О.И. Супруненко // Геология и геофизика. -2001. -Т. 42. № 11-12. -С. 1832-1845.
11. Нестеров И.И. (мл.) Характеристика геологического строения шельфовых отложений неокома севера Западной Сибири / И.И. Нестеров, В.Н. Бородин, М.Г. Михайлова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М., ВНИИОЭНГ, 2003. № 4-5. - С. 83-89.
12. О применении интегрированной модели при составлении проектного документа на разработку Находкинского газового месторождения / К. Е. Кордик, О. Ю. Забродин, Т. К. Абдулин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2021. – № 2(626). – С. 16-21.
13. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е. В. Филиппов, Г. Н. Чумаков, И. Н. Пономарева, Д. А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 386-400.
14. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
15. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
16. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.
17. Умрилов, Е. Л., Лац, С. А., & Горбунов, А. А. Отчет по геологическому изучению недр Пякхинского участка, Когалым, 2008.
18. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Объяснительная записка. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 53 с., прил. 6
19. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Объяснительная записка.

- Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3 на 31 листе.
20. Шуваев А.О. Строение и нефтегазоносность неокомского клиноформенного комплекса в пределах Большехетской впадины / А. О. Шуваев // Геология нефти и газа. – 2015. – № 4. – С. 2-11.
21. Шуваев А.О. Строение и условия формирования ачимовской толщи в пределах Большехетской впадины: специальность 25.00.01 «Общая и региональная геология»: диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Шуваев Артём Олегович. – Москва, 2018. – 148 с.
22. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (с изменениями на 12 января 2015 года) (редакция, действующая с 1 января 2017 года).
23. Astutik, W., Hoffmann, A., Rasmussen, F., and Whitson, C. H., Optimal Management of Topside Diluent Injection for a Heavy Oil Field, SPE-183802-MS, 2017.
24. Beliakova N., Van Berkel J.T., Kulanwski G.J., Shulte A.M., Weisenborn A.J.: «Hydrocarbon Field Planning Tool for Medium to Long Term Production Forecasting from Oil and Gas Fields Using Integrated Subsurface – Surface Models» SPE 65160, SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 Oct. 2000.
25. Breaux, E.J., Monroe S.A., Blank L.S., Yarberry D.W., Al-Umran S.A.: «Application of a Reservoir Simulator Interfaced With a Surface Facility Network: A Case History» SPE 11479, SPEJ, June 1985.
26. Coats B.K., Fleming G.C., Watt J.W., Ramè M., Shiralkar G.S.: «A Generalised Wellbore and Surface Facility Model, Fully Coupled to a Reservoir Simulator», SPE 79704, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, USA, 3-5 Feb. 2003.

27. Deutman R., Van Rijen M.: «A Case Study of Integrated Gas Field System Modeling in The North Sea Environment», SPE 38556, SPE Offshore European Conference, Aberdeen, Scotland, 9-12 Sept. 1997.
28. Faizat, B. and Duzan, M. C. Fluid Modeling Consistency in Reservoir and Process Simulations. SPE-36932-MS. 1996.
29. Ghorayeb, K. and Holmes, J. Black Oil Delumping Techniques Based on Compositional Information from Depletion Processes. SPE-96571-PA. 2007.
30. Ghorayeb K., Holmes J., Torrens R., Grewal B.: «A General Purpose Controller for Coupling Multiple Reservoir Simulations and Surface Facility Network», SPE 79702, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, USA, 3-5 Feb. 2003.
31. Haugen E.D., Holmes J.A., Selvig A.: «Simulation of Independent Reservoirs Coupled by Global Production and Injection Constraints», SPE 29106, SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, TX, USA, 12-15 Feb. 1995.
32. Hoda, M. F., The Engineering of Petroleum Streams, NTNU, 2002.
33. Hoda, M. F. and Whitson, C. H., Well Test Rate Conversion to Compositional Wellstream, SPE 164334-MS, 2013.
34. Hoda, M. F., Hoffmann, A., and Kuntadi, A., Advances in Molar Wellstream Computation from Well Test Measurements, SPE-185988-MS, 2017.
35. Hoffmann, A., Astutik, W., Rasmussen, F., and Whitson, C. H., Diluent Injection Optimization for a Heavy Oil Field, SPE-184119-MS, 2016.
36. Hooi H.R., Goobie L., Cook R., Choi J.: «The Integrated Team Approach to the Optimization of a Mature Gas Field», SPE 26144, SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 28-30 June 1993.
37. Hepguler G., Barua S., Bard W.: «Integration of a Field Surface and a Production Network with a Reservoir Simulator», SPE 38937, SPE Computer Applications, June 1997.
38. Juell, A., Whitson, C. H., Hoda, M. F., Model-Based Integration and Optimization – Gas Cycling benchmark, SPE-121252, 2009.

39. Kuntadi, A., Stream Conversion Technology and Gas Condensate Field Development, NTNU, 2012.
40. Kuntadi, A., Whitson, C. H. and Hoda, M. F., Dynamic Delumping of Reservoir Simulation, SPE-159400, 2012.
41. Liao T.T., Stein M.H.: «Evaluating Operation Strategies via Integrated Asset Modeling», SPE 75525, SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 30 Apr. – 2 May 2002.
42. Liao T.T., Lazaro G.E., Vergari A.M., Schmohr D.R., Waligura N.J., Stein M.H.: «Development and Applications of the Sustaining Integrated Asset Modeling Tool», SPE Production & Operation J., Feb. 2007.
43. Litvak M.L., Darlow B.L.: «Surface Network and Well Tubinghead Pressure Constraints in Compositional Simulation», SPE 29125, SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, TX, USA, 12-15 Feb. 1995.
44. Litvak M.L., Clark A.J., Fairchild J.W. Fossum M.P., Macdonald C.J., Wood A.R.O.: «Integration of Prudhoe Bay Surface Pipeline Network and Full Field Reservoir Models», SPE 38885, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, 5-8 Oct. 1997
45. Litvak M.L., Wang C.H.: «Integrated Reservoir and Surface Pipeline Network Compositional Simulations», SPE 48859, SPE International Conference and Exhibition, Beijing, China, 2-6 Nov. 1998.
46. Litvak M.L., Macdonald C.J., Darlow B.L.: «Validation and Automatic Tuning of Integrated Reservoir and Surface Pipeline Network Models», SPE 56621, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, 3-6 Oct. 1999.
47. Luciwaty M., Susaya M.I.: «Integrated Asset Modelin, A Quick Solution for Identifying an Infill Well Opportunity», SPE 88600, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Perth, Australia, 18-20 Oct. 2004.
48. Mohamed D.A., Steffensen R.D.: «An Efficient Reservoir Coupled Gas Gathering System Simulator», SPE 8333, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, USA, 23-26 Sept. 1979.

49. Montel, F. and Quettier L., Getting the Best from the Black-oil Approach for Complex Reservoir Fluids, SPE-90926-MS, 2004.
50. Rotondi M., Cominelli A., Giorgio C., Rossi R., Vignati E., Carati B.: «The Benefits of Integrated Asset Modelling: Lessons Learned from Field Cases», SPE-113831-MS, 2008.
51. Trick M.D.: «A Different Approach to Coupling a Reservoir Simulator with a Surface Facilities Model», SPE 40001, SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 15-18 Mar. 1998.
52. Watson M.J., Hawkes N.J., Pickering P.F., Elliott J., Studd L.W.: «Integrated Flow Assurance Modeling of Angola Block 18 Western Area Development», SPE 101826, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, 24-27 Sept. 2006.
53. Sodi T.: «Making the Best of Integrated Asset Modelling». Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014.
54. Stoitsits R.F., Batesole E.C., Champion J.H., Park D.H.: «Application of Nonlinear Adaptive Modeling for Rigorous Representation of Production Facilities in Reservoir Simulation», SPE 24898, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, USA, 4-7 Oct. 1992.
55. Stanko, M. E., Asuaje, M., Diaz, C., Guillmain, M., Borregales, M., Gonzalez, D., Golan, M., Model-Based Production Optimization of the Rubiales Field, Colombia, SPE-174843-MS, 2015.
56. Suryanto, H., Ekstrand, J. D., Whitson, C. H., Uleberg, K., Hoda, M. F., Implementation of Stream Management at South Natuna Sea Block B, Indonesia, IPA03-E-068, 2003.
57. Tingas J., Frimpong R., Lieu J.: «Integrated Reservoir and Reservoir Management of Surface Network Simulation in Southern North Sea Gas Reservoirs», SPE 50635, SPE European Petroleum Conference, The Hague, The Netherlands, 20-22 Oct. 1998

58. Watson M.J., Hawkes N.J., Pickering P.F., Elliott J., Studd L.W.: «Integrated Flow Assurance Modeling of Angola Block 18 Western Area Development», SPE 101826, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, USA, 24-27 Sept. 2006.
59. Weisenborn A.J., Schulte A.M.: «Compositional Integrated Subsurface-Surface Modeling», SPE 65158, SPE European Petroleum Conference, Paris, France, 24-25 Oct. 2000.
60. Whitson, C. H. and Kuntadi, A. Khuff Gas Condensate Development. Paper IPTC 10692, International Petroleum Technology Conference, Doha – Qatar. 2005.
61. Whitson, C. H., Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions, SPEJ 683, Trans., AIME, p. 275, 1983.
62. Whitson, C. H., Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions, SPE-11200, 1983.
63. Whitson, C. H., Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions, SPEJ (December 1984) 685, 1984
64. Zapata V.J., Brumett W.M., Osborne M.E., Van Nispen D.J.: «Advances in Tightly Coupled Reservoir/Wellbore/Surface-Network Simulation», SPE 71120, SPE Reservoir Evaluation & Engineering J., Apr. 2001.

Приложение А
(справочное)

A modern approach to integrated asset modeling

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ91	Бочкарев Павел Сергеевич		28.05.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		28.05.2021

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Уткина А.Н.	к.филос.н.		28.05.2021

2 A MODERN APPROACH TO INTEGRATED ASSET MODELING

2.1 History of development in the field of integrated modeling

The necessity and advantages of IAM were recognized back in the seventies, but in the last decade it has become widespread when the necessary software tools became available for conducting integrated modeling of production systems. Combining the dynamic models of the reservoir and surface objects into a single integrated model allows to: trace the relationship between reservoir and wellhead pressure; simulate mixing of various liquids; take into account the limitations of objects; identify bottlenecks in the system. Thus, due to IAM, it is possible to avoid drilling unprofitable wells, optimize the current hydrocarbon production to achieve production targets, consider converting production wells to injection wells, simulate various development options in the short and long term, etc.

Over the past decade, oil companies have tried to reorganize their structures into interdisciplinary teams and integrate IAM into industry workflows. This was mainly due to the need to better understanding the processes and describing the interaction between the reservoir-surface systems. This was facilitated by the emergence of more powerful IT resources for the creation of IAM. Despite the presence of several commercial platforms, many large oil companies have over time implemented their own proprietary software products.

One of the first IAM solutions appeared in the 1960s, when Amoco (Tingas et al., 1998) developed on a mainframe computer the RAISEGAS software product (Mohamed et al., 1979), a single-phase 2D reservoir simulator and surface infrastructure control systems for production from gas fields in the southern part of the North Sea of Great Britain. An extension of the simulator for two-phase gas-water systems was introduced by Dempsey in 1971 for use in calculating the productivity of gas wells.

Due to the work of the Chevron company (Startzman et al., 1977; Emanuel et al., 1981; Breaux et al., 1985) in the 1970s, IAM began to be applied to three-dimensional reservoirs of black oil. Starzman combined a black oil simulator with a

surface facility model. Later, Chevron closely linked its own 3D reservoir simulator CHEARS, with the commercial pipeline simulator PIPESOFT2 and introduced its software for the Gorgon development project in northwest Australia in the early 2000s. (Zapata et al., 2001).

In the late 1980s, Shell began developing the Gas Field Planning Tool (GFPT) to combine its own simulator and/or material balance models with a multiphase subsurface model. GFPT acts as an integrator software for interconnecting and communicating between surface and reservoir models. In addition, GFPT allows wells to be managed while taking into account the limitations of surface equipment. Successful pilot testing of GFPT has been reported in the late Limestone field in Alberta (Hooi et al., 1993) and in the Greater Sole Pit Basin in the southern North Sea (Deutman et al., 1997), where five different reservoir models use the same oil/gas upstream facility. The Hydrocarbon Field Planning Tool (HFPT), an evolution of Shell's GFPT for black and compositional oil modeling, was presented by Weisenborn (Weisenborn et al. и Beliakova et al., 2000).

The development of software and the confirmation of its effectiveness in practice have clearly demonstrated the benefits of integrated modeling. For example, Shell claims that additional revenues from the implementation of the IAM for the Greater Sole Pit basin exceed US \$ 5 million per year due to more accurate gas nominations and US \$ 23 million due to revaluation of compressor equipment operation.

Arco developed its own integrated simulator in the early 1990s (Stoisits et al., 1992) and presented gas lift optimization for the Kuparuk field on the North Slope of Alaska.

Norsk Hydro (Haugen, 1995) developed a reservoir coupling algorithm in a black oil simulator and demonstrated software application in which oil production and water injection constraints were applied to three isolated reservoirs.

The first integrated BP model simulator (Litvak et al., 1995) was implemented in the VIP multi-component reservoir simulator and surface simulator. Multicomponent IAM has been widely applied in the Prudhoe Bay field to determine the most economically beneficial conditions for the operation of surface equipment and

optimize production (Litvak et al., 1997). A data interpolation procedure was presented to simplify the calculation of phase equilibrium and reduce time when using the computer's central processor (Litvak et al., 1998), as well as a model adaptation procedure (Litvak et al., 1999). Together with its sophisticated IAM simulator (Coats et al., 2003), BP provides to business units a single tool based on connecting simple reservoir and surface equipment models into one network. This approach led to a 90% reduction in the time for updating the models and to an increase in the accuracy of calculating the parameters of the produced production (Liao et al., 2007). In addition, the above approach has been used to assess the benefits of gas compression and looping for 6 offshore gas fields in Trinidad (Liao et al., 2002). Also, the possibilities of drilling a well in the KKN field on the shelf of North Java were assessed (Luciawaty et al., 2004) and a choice of artificial lift methods was made in the Pompano field in the Gulf of Mexico (Liao et al., 2007). MAXIMUS, another IAM tool developed internally by BP, was applied during the selection phase of the development of the Western Block 18 of Angola to simulate the complicating factors in the oil production process (waxes, corrosion, salt formation) (Watson et al., 2006).

Mobil improved its proprietary PEGASUS reservoir simulator in 1995 to simulate multiple reservoirs simultaneously connected to an onshore pipeline network (Lyons et al., 1995). IAM has been applied to fields in the southern North Sea and the Arun field in Indonesia.

In the late 90s, with the advent of virtual parallel machines PVM (a publicly available software package that allows to combine a heterogeneous set of computers into a common computing resource and provides process control capabilities using a message transfer mechanism), connecting independent reservoir simulators and surface equipment through a third interface has become easier, as in the case of ECLIPSE, which could integrate with NETOPT (Hepguler et al, 1997) and FORGAS (Trick, 1998).

In the 2000s, service companies began to develop their own commercial IAM solutions. Schlumberger implemented the R2SL general purpose controller to connect multiple reservoir simulators and surface development systems. R2SL communicates

via an open messaging interface such as PVM or MPI with proprietary OPEN ECLIPSE, a reservoir simulator, and PIPESIM, a surface equipment network and reservoir model (Ghorayeb et al., 2003).

At the same time, Petroleum Experts have developed RESOLVE, an interface for integrating reservoir simulators from various software developers and / or MBAL and the GAP simulator.

2.2 Benefits of an integrated approach to asset modeling

Integrated modeling, when done correctly, is one of the best ways to optimize the process of oil and gas facilities throughout the life of the operation, which ultimately justifies the investment and effort in developing an integrated model.

1) IAM allows to design and evaluate the development of a field at the stage of trial operation of wells, when the first fluid inflow is obtained during formation testing. In this case, modeling allows to select different concepts and options for field development, using a "what if" method of assessment. To select the optimal configurations of production strings, pumping and compressor equipment, their diameters, calculate the number of production tubes, their metal consumption, as well as to determine the inflow and outflow profile, calculate the payback of the project, it is necessary to build a simplified integrated one that will give approximate answers to key questions, arising from the planning of the field development grid.

2) Because of IAM, it became possible to plan the optimization of existing production processes, working out various options for technological modes at production facilities in order to achieve maximum efficiency for maximum profit within the framework of certain limitations of the production capabilities of oil and gas facilities (pressure, throughput, separation temperature, etc.).

Another key task may be to assess the mutual influence of the planned modifications (replacement of the flow paths of gas pumping units for the next stage of gas compression) or the introduction of new production facilities into operation

(launching a booster compressor station at an oil field for the commercialization of associated petroleum gas).

The integrated model also allows to identify bottlenecks in the process and change the operating mode of equipment to increase production or obtain the required thermodynamic conditions to meet the requirements of the marketable gas/oil.

3) Production forecasting is one of the key benefits of IAM. In addition, short-term and long-term planning in IAM is beneficial in cases where there are restrictions on the rate of fluid withdrawals within the framework of a field development project or pressure at the inlet to the complex gas treatment unit. For example, in subsurface gas storage, it is necessary to accurately predict and know how much gas can be produced and injected into the reservoir at a certain point in time.

Forecasting allows you to maximize the profitability of an oil and gas asset, plan your operational activities and flexibly respond to market changes in terms of geopolitical decisions, taxation and prices for hydrocarbons.

4) Economic planning or integrated planning is closely related to the planning of the technological scheme of field development and is an additional tool that is integrated into the IAM. Due to the presence of economic elements in IAM, it became possible to calculate the project's margins, capital and operating costs for the project, taking into account logistics, prices for oil products, as well as the net present value of the project and the initial rate of return, since economic factors are the most important in deciding on the development of a project.

Because of the IAM, it is possible to evaluate, plan and develop low-margin, low-profit fields with a complex reservoir structure, this allows the company to extract additional economic benefits and launch the field in trial production (Sodi, 2014).

2.3 Types of integrated modeling software

Integrated modeling software falls into two categories:

1) Standalone software products (Figure 2.1) are the earliest modeling tools, in which all elements of production processes (model of a reservoir, wells, flow lines, field pipelines, various technological objects) are represented by independent software.

This type of software has an increased speed of calculations and provides the ability to integrate processes, however, the tendency to use a simplified model and the inability to achieve the required accuracy of calculations within 3-5% of the error of actual indicators does not allow using this type of simulator for a permanent IAM. For example, a simplified IAM can be built using standalone programs: Eclipse + VFP + Network.

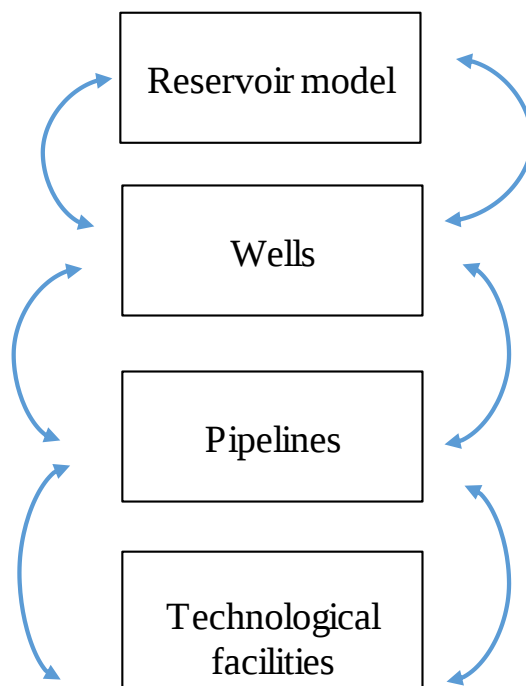


Figure 2.1 - Schematic representation of the operation of a stand-alone type of software

2) Software linked through the integrator program. This IAM scheme works by linking standalone programs into a single field model. For this purpose, the integrator extracts data from one model and combines the calculations with another model as accurately as possible. Thus, the integrator establishes connecting channels between the numerical reservoir model and a separate model of the gathering network (Figure

2.2). Integrators have built-in support for simulators so they don't depend on standalone software products that provide a model for future integration. There must be a dependency, a single code for the family of products, the integration of which takes place in the integrator program,

The main advantage of using an integrator program is that complex parts of an integrated model are created in complex simulators, which allows to achieve a high level of accuracy in specialized software.

The main disadvantage of this approach to field modeling is the cumbersomeness and complexity of the final model, which may take several hours or days to calculate. The complexity of the system can cause additional errors associated with data exchange in the integrator program. Also, data can be lost during the integration process or give errors when updating standalone software or the integrator itself.

Modern software packages working through an integrator program:

- 1) Schlumberger (IAM, Pipesim, Eclipse);
- 2) Petroleum Experts (Resolve, Prosper, GAP, MBAL);
- 3) Roxar METTE;
- 4) RFD tNavigator (Module: Network Designer).

Thus, for solving operational problems, the use of a simplified IAM in an standalone program (Pipesim) is more relevant, while the use of complex models through an integrator program is less relevant for everyday optimization (Sodi, 2014).

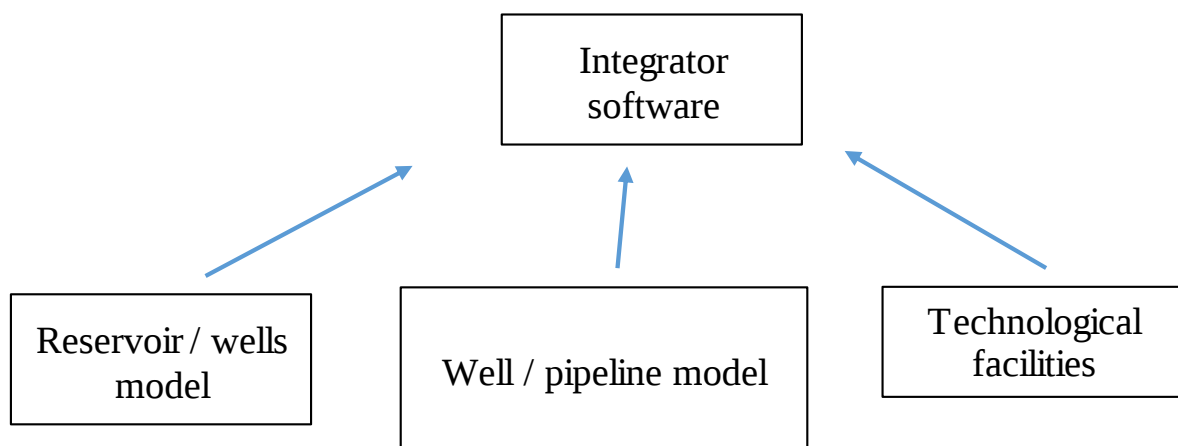


Figure 2.2 - Schematic representation of the operation of a related type of software through an integrator program

2.4 Structure of integrated models by key components

For integrated modeling, a number of standalone software products are used, which act as a narrow solution in their field of application, however, when these software solutions are combined in an integrator, a comprehensive description of the reservoir, wells, collection and reservoir pressure maintenance system, preparation and financial and economic model as a whole is obtained.

The following models are used to describe the reservoir:

- 1) 3D hydrodynamic model (Eclipse, tNavigator, PEBI);
- 2) 2D hydrodynamic model (Proxy, NumEX);
- 3) Material balance (MBAL);
- 4) Production decline rate (DC, IPR, TEPPA).

To describe the processes in the well and in the bottomhole formation zone, the following are used:

- 1) Unsteady state models (OLGA, LEDAFLOW);
- 2) Steady state models (PROSPER, PIPESIM, TP2.0, Unifloc);
- 3) Curves of vertical lift (VFP, VLP).

To simulate the collection and reservoir pressure maintenance system, the following are used:

- 1) Unsteady state models (OLGA, LEDAFLOW, GAP transient);
- 2) Steady state models (GAP, PIPESIM, OISPIPE, Proxy IM);
- 3) Pre-calculated pressure loss curves (Network).

Oil / gas treatment is carried out using:

- 1) Unsteady state models (UniSim/HYSYS);
- 2) Steady state models (UniSim/HYSYS);
- 3) Pre-calculated preparation options (GP TABLE);

4) Flash-separation (models of multi-stage linear separation);

Calculation of the financial and economic model:

1) Specialized software (MERAK PEEP);

2) Simplified financial and economic model (MS EXCEL).

2.4 Choosing an approach to integrated modeling:

Before undertaking any complex modeling, it initially required to take the time to study the various methodologies (software) that can be used in a particular field. One and the same approach cannot be exactly repeated at a new development site, since oil and gas projects have their own characteristics and differ in the complexity of development. In addition, the goals of integrated modeling differ from project to project, so the choice of approach to IAM is specific for each specific case.

For example, during the creation of the ISM model of a gas asset in the UK, a stand-alone IAM tool was used and the reservoir was modeled using a simple material balance model. This was done because the formation turned out to be highly permeable, homogeneous vertically and horizontally, with a normal pressure gradient. In addition, the simplicity of the IAM was used as an advantage for weekly forecasting of fluid production/injection.

In contrast to the UK gas asset case, the gas condensate field in Eastern Europe used a linked integrated asset model using an integrator program. The integrator linked the numerical reservoir model to gathering network model. The formation permeability was low, the wells were fractured, which led to large changes in permeability and pressure gradient, therefore the material balance approach could not be applied to this asset.

When choosing an approach or software for IAM, the following criteria were formed:

1) The integrated model should accurately describe the real behaviour of the object using mathematical dependencies;

- 2) An integrated model needs to make calculations as soon as possible with the condition of choosing the correct approach to creating a model.
- 3) The integrated model should be accurate, flexible and user-friendly, ensuring compatibility with modern software (simulators) (Sodi, 2014).

2.5 Modern experience of using integrated models

Practical use of the integrated model at the Gazpromneft field

In 2018, Gazpromneft-NTC carried out an integrated modeling of the Novoportovskoye field with the calculation of five development targets simultaneously with modeling more than 500 wells and re-injection of gas into the gas cap. Complicating factors in the development of an oil and gas condensate field are the presence of a gas cap and spreading water. Oil production occurs from oil rims of the marginal and underlying types.

In order to prevent erroneous decisions and reduce capital costs, since the high gas content requires a special approach to the design of surface equipment, a unified digital model of the field was built, consisting of reservoir models, wells, and a collection and treatment system. Geological and hydrodynamic modeling of the field was carried out for five development objects: NP₂₋₃, NP₄, NP₅, NP₈, U₂₋₆. The model was historically matched based on actual data on oil, gas, water production, as well as bottomhole pressure in wells. The Prosper software was used to prepare the well models, and the GAP software was used to prepare the gathering network model. To calculate the network model, the package was used to create an integrated Resolve model from Petroleum Experts (Figure 2.3).

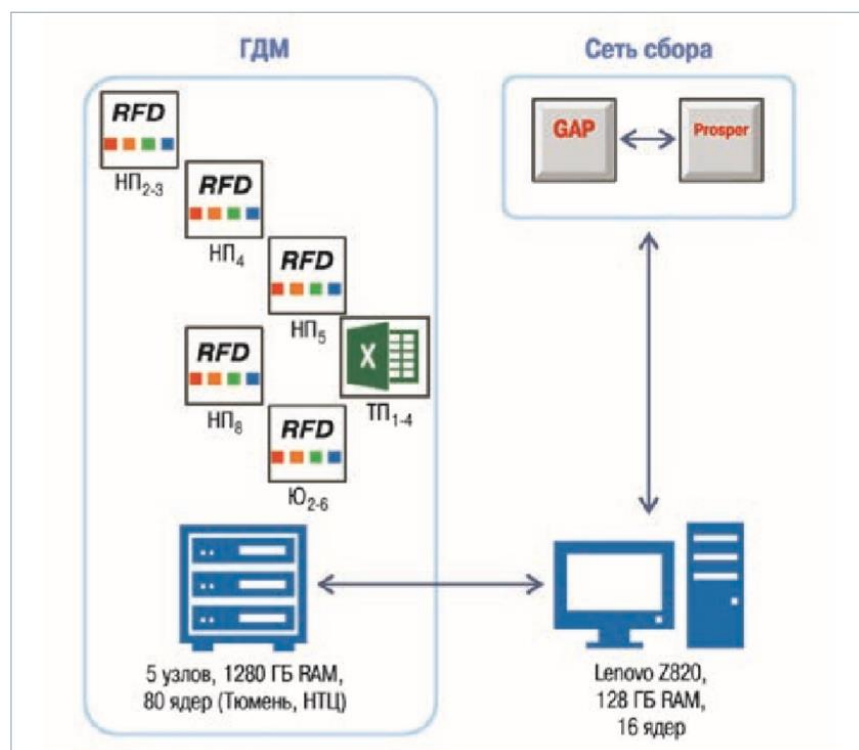
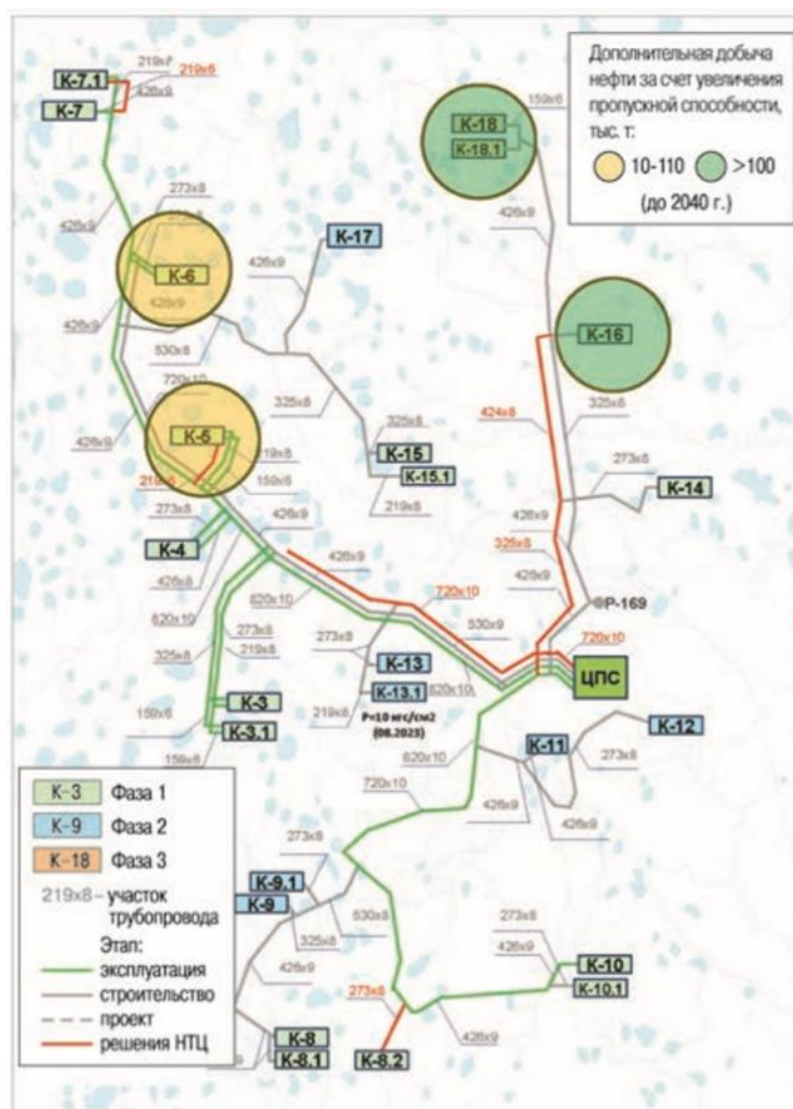


Figure 2.3 - Copy of the integrated model construction scheme (Apasov, Chameev, Varavva et al., 2018)

When building the integrated model, the performed calculations taking into account the limitations of flow lines in network system were compared with the results of the previously constructed hydrodynamic model in tNavigator. As a result, the change in the oil production profile fluctuates within 5%. Expanding all the limiting factors, it was concluded that in 2018-2022, oil production will be limited to a greater extent by gas velocities in the pipeline, an integrated gas treatment unit, and, to a lesser extent, wells.

Also, IAM allows to transfer uncertainties into the category of risks and draw up measures for their reduction in the project to increase the sustainability and success of decisions. As a result of assessing current risks, namely the impact of infrastructure on production profiles, measures were proposed to reduce the likelihood of an event in which the throughput of the oil and gas gathering network system decreases (Figure 2.4).



Practical use of the integrated model at the LUKOIL-PERM field

In 2020, the oil company LUKOIL-PERM apply two configurations of the integrated model using the Petroleum Experts software. The well model and the model of the gathering network system and reservoir pressure maintenance are modeled in the Prosper and GAP modules, respectively, and the reservoir model is different from the IAM configuration. The first configuration is used for short-term planning up to 1 year, using the material balance model and using the MBAL module, the second configuration of the IAM is used for short-term and long-term planning from 1 year, using full-scale modeling in Tempest software from Roxar and Eclipse from Schlumberger. The company makes strict requirements for the history matching of the model, since the IAM acts as a tool for daily monitoring of production tasks.

Currently, LUKOIL-PERM is in commercial operation with a digital model of five fields, which have a unified network system. Next, the selection was carried out according to the rank of candidate wells for constant optimization depending on the flow rate, taking into account the dynamics of fluid withdrawal, changes in reservoir pressure and pump time between failures.

For 2017-2018 12 measures were taken to optimize the operation modes of wells with additional oil production of more than 10000 tons.

Temporal optimization of the wells was carried out taking into account the long shut-in of the surrounding wells to compensate for the loss of oil during well shut-in during well testing. For 2017-2018 additional oil production as a result of temporary optimization amounted to more than 5000 tons.

The experience of using integrated models in LUKOIL-PERM has shown that it is necessary to develop multidisciplinary knowledge among specialists at the intersection of geology, development, production technology (Filippov, Chumakov, Ponomareva et al., 2020).