

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): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении «Х» (ХМАО)

УДК 622.245.54:532(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Ямцун Михаил Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н. доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характер на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	<p>иностранного языка на государственный</p> <p>И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p>И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
числе здоровьесбережение)	должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии

		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и

		мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбрать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>		углеводородного сырья
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Ямцуну Михаилу Юрьевичу

Тема работы:

Анализ результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении «Х» (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68-67/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, проектный документ, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Цели и классификация гидродинамических исследований. Интерпретация данных гидродинамических исследований. Гидродинамические исследования скважин как инструмент для контроля процесса разработки нефтяного месторождения. Геологическое строение месторождения «Х». Фильтрационно-емкостные свойства и неоднородность пластов. Относительные фазовые проницаемости. Упругие свойства пород-коллекторов. Свойства пластовых флюидов. Особенности разработки месторождения «Х». Объемы гидродинамических

	исследований скважин на нефтяном месторождении «Х». Программа гидродинамических исследований скважин. Контроль разработки гидродинамическими методами. Интерпретация кривых восстановления давления. Регулирование процесса разработки месторождения «Х»
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.т.н. Кацук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Теоретический обзор гидродинамических исследований скважин
Геолого-физическая характеристика нефтяного месторождения «Х»
Гидродинамические исследования скважин на месторождении «Х»
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Карпова Евгения Геннадьевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Ямцун Михаил Юрьевич		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВДП** – верхние дыры перфорации;
- ВСС** – влияние ствола скважины;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ГТМ** – геолого-техническое мероприятие;
- ГХИ** – геохимические исследования;
- ИД** – индикаторная диаграмма;
- ИСМ** – интегрированная система моделей;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- КВУ** – кривая восстановления уровня;
- КП** – кустовая площадка;
- КПД** – кривая падения давления;
- МУО** – метод установившихся отборов;
- НЭО** – наземное электрооборудование;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ОФП** – относительные фазовые проницаемости;
- ПГИ** – промысловые геофизические исследования;
- ПГК** – промысловый геофизический контроль;
- ПДГТМ** – постоянно действующая геолого-технологическая модель;
- ПДК** – предельно допустимая концентрация;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- РИР** – ремонтно-изоляционные работы;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- СУ** – станция управления.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 102 страниц, в том числе содержит 26 рисунков, 25 таблиц. Список литературы включает 45 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, интерпретация, контроль, регулирование, низкопроницаемые коллекторы.

Объектом исследования является нефтяное месторождение «Х».

Цель исследования – выдача рекомендаций к разработке нефтяного месторождения «Х» на основе интерпретации и анализа результатов ГДИС.

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена классификация гидродинамических исследований скважин, а также принципы интерпретации и факторы, влияющие на качество интерпретации. Помимо этого был кратко рассмотрен комплексный подход к контролю за разработкой. Дана краткая геолого-физическая характеристика месторождения «Х». Проведена интерпретация четырех КВД четырех добывающих скважин, на основании исследований даны рекомендации к разработке месторождения «Х».

В результате выявлена важность учета допущений при выборе модели поведения забойного давления во время исследования и показана важнейшая роль ГДИС в контроле и регулировании разработки месторождений

Область применения: нефтяные, газонефтяные и нефтегазовые месторождения с низкопроницаемыми коллекторами, добывающие скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет регулирования разработки месторождения «Х».

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН	18
1.1 Цели и классификация гидродинамических исследований.....	18
1.2 Интерпретация данных гидродинамических исследований.....	20
1.2.1 Принципы обработки и интерпретации.....	20
1.2.2 Достижения в области интерпретации данных гидродинамических исследований.....	24
1.2.3 Факторы, влияющие на качество интерпретации данных гидродинамических исследований.....	29
1.3 Гидродинамические исследования скважин как инструмент для контроля процесса разработки нефтяного месторождения	31
1.3.1 Комплексование гидродинамических, геофизических и геохимических исследований	31
1.3.2 Особенности объектов контроля.....	35
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х».....	37
2.1 Геологическое строение месторождения	37
2.2 Фильтрационно-емкостные свойства и неоднородность пластов .	38
2.3 Относительные фазовые проницаемости	40
2.4 Упругие свойства пород-коллекторов	40
2.5 Свойства пластовых флюидов	42
2.6 Особенности разработки месторождения «Х».....	44
3 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»	45

3.1 Объемы гидродинамических исследований скважин на нефтяном месторождении «Х»	45
3.2 Программа гидродинамических исследований скважин.....	46
3.3 Контроль разработки гидродинамическими методами	48
3.4 Интерпретация кривых восстановления давления	49
3.5 Регулирование процесса разработки месторождения «Х»	60
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	69
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	69
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	69
4.1.2 SWOT-анализ.....	71
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	72
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	72
4.2.2 Определение трудоемкости, разработка плана-графика	73
4.3 Бюджет исследования.....	75
4.3.1 Расчет материальных затрат исследования.....	75
4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования.....	76
4.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы	77
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	78
4.3.5 Накладные расходы. Формирование бюджета исследования	78
4.4 Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
5.2 Производственная безопасность	86
5.2.1 Анализ опасных производственных факторов	87
5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	87
5.2.1.2 Подвижные части производственного оборудования.....	88
5.2.2 Анализ вредных производственных факторов	89
5.2.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	89
5.2.2.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	89
5.2.2.3 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	90
5.2.2.4 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	91
5.2.2.5 Повышенный уровень локальной вибрации	92
5.3 Экологическая безопасность	92
5.3.1 Защита атмосферы	92
5.3.2 Защита гидросферы	93
5.3.3 Защита литосферы	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	97
Приложение А	102

ВВЕДЕНИЕ

ГДИС – неотъемлемая часть разработки нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Данный вид исследования позволяет определить многие характеристики системы «скважина-пласт»:

- параметры, характеризующие энергетическое состояние, работу и геометрические параметры пласта – температура, давление пластовые и др.;
- параметры, описывающие влияние скважины, такие как ее геометрические параметры, коэффициент послепритока;
- параметры описывающие работу системы «скважина-пласт», такие как средние давление и температура в ПЗП и др.;
- свойства пластового флюида;
- фильтрационно-емкостные характеристики пласта [1].

Это определяет важность использования ГДИС в процессе разработки месторождений.

Актуальность данной работы определяется необходимостью регулирования процесса разработки нефтяного месторождения «Х», принятия решений, обеспечивающих наиболее рациональное использование недр в сложных условиях низкопроницаемых коллекторов. Для этого нужно решить проблему получения актуальных характеристик системы «скважина-пласт», на что и направлены ГДИС.

Целью данной работы является выдача рекомендаций к разработке нефтяного месторождения «Х» на основе интерпретации и анализа результатов ГДИС.

Задачи работы:

1. Изучить различные виды ГДИС, определить сущность каждого из них, преимущества, недостатки, особенности;
2. Проанализировать применение ГДИС на месторождениях как инструмента контроля процесса разработки;

3. Провести интерпретацию данных ГДИС, вынести рекомендации к процессу разработки нефтяного месторождения «Х».

1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

1.1 Цели и классификация гидродинамических исследований

Информация ГДИС может использоваться для решения следующих геолого-промысловых задач:

- уточнения геологического строения месторождения;
- оценки эффективности применяемой системы разработки;
- оценки энергетического состояния залежи;
- подбора оптимального режима и способа эксплуатации скважины;
- оценки качества вскрытия и состояния призабойной зоны скважин;
- контроля эффективности мероприятий воздействия на пласт.

Для интерпретации данных ГДИС используется информация оперативного технологического контроля и отдельные результаты замеров ПГИ-ГИС, в том числе данные о:

- наличии гидродинамической связи пласта и ствола скважины;
- составе и свойствах пластового флюида, флюида продукции;
- текущих характеристиках технологического режима работы скважины (дебитах, обводненности и пр.), а также предыстории работы скважины до начала ГДИС;
- эффективных и работающих толщинах пластов, фактах гидродинамической сообщаемости разных пластов вследствие образования заколонных перетоков;
- текущем насыщении эффективных толщин пластов [2].

Типы ГДИС представлены на рисунке 1 [3].

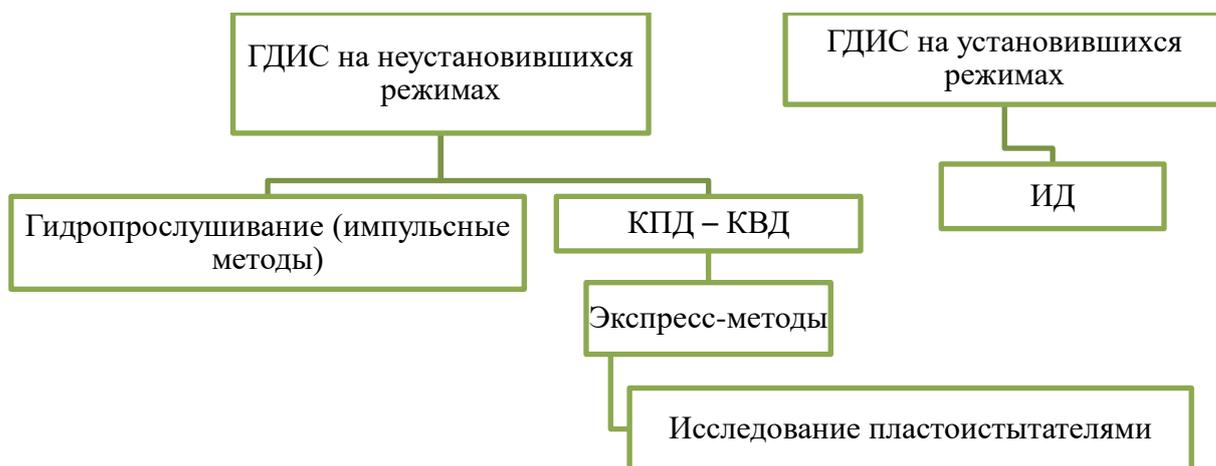


Рисунок 1 – Типы ГДИС

Исследование на взаимодействие (гидропрослушивание) заключается в изменении режима работы в возбуждающей скважине и наблюдение за реакцией соседних скважин посредством высокоточных автономных манометров. Различают следующие виды таких исследований:

- Гидропрослушивание – при однократном возмущении;
- Импульсный тест – при многократном повторяющемся циклическом возмущении [1].

Схема исследований скважин на взаимодействие представлена на рисунке 2.

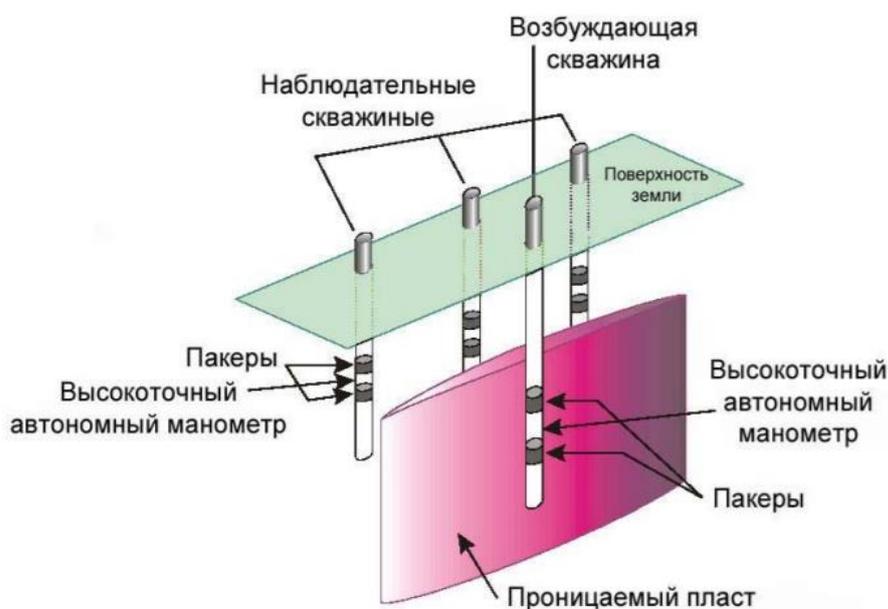


Рисунок 2 – Схема исследования скважин на взаимодействие

Пакер при ГДИС используется для ликвидации влияния сжимаемости жидкости в стволе скважины.

1.2 Интерпретация данных гидродинамических исследований

1.2.1 Принципы обработки и интерпретации

Исследования на установившихся режимах основаны на измерении давления и дебита на нескольких установившихся режимах (обычно больше четырех), построении индикаторной диаграммы, определении коэффициента продуктивности для добывающих скважин (приемистости для нагнетательных скважин), коэффициентов гидропроводности и проницаемости вблизи скважины. Также такие исследования позволяют определить пластовое давление.

При интерпретации на неустановившихся режимах, самым распространенным из которых для добывающих скважин является КВД, а на нагнетательных – КПД, в настоящее время используются компьютерные программы. Наиболее распространены из них такие программы, как PanSystem, Saphir Kappa Engineering (зарубежные); из отечественных программ наибольшее распространение получил Мониторинг ГДИС.

Все они основаны на базовом уравнении для неустановившихся режимов – уравнении пьезопроводности, описывающим связь между пластовым давлением, временем и расстоянием от скважины до точки наблюдения:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\varphi \mu c_t}{k} \cdot \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

где p – давление, атм;

r – радиальное расстояние от точки наблюдения до скважины, м;

t – время, ч;

k – проницаемость, мД;

φ – пористость, доли ед.;

μ – вязкость динамическая, мПа·с;

c_t – общая сжимаемость системы, 1/атм.

Все эти программы также используют понятие производной давления в ГДИС и позволяют в процессе интерпретации получить модель скважины, модель границ пласта, геометрию пласта, а также параметры, характеризующие работу системы «скважина-пласт».

Помимо обработки результатов исследований на неустановившихся режимах программы позволяют также строить индикаторные диаграммы, ускоряя этот процесс. Программы Saphir Kappa Engineering и Мониторинг ГДИС позволяют также интерпретировать результаты исследований на взаимодействие скважин. Saphir Kappa Engineering позволяет использовать численное моделирование на основе сетки Вороного, что значительно расширяет возможности интерпретации исследований со сложными граничными условиями [4 – 6].

Также стоит выделить SiamWellTest – программу от компании СИАМ, включающую в себя широкий набор аналитических моделей и развивающуюся в сторону численного моделирования [7].

Отдельный интерес представляют собой исследования в случае забойных давлений ниже давления насыщения.

В случае исследования МУО индикаторная диаграмма в областях забойного давления ниже давления насыщения становится нелинейной (рисунок 3).

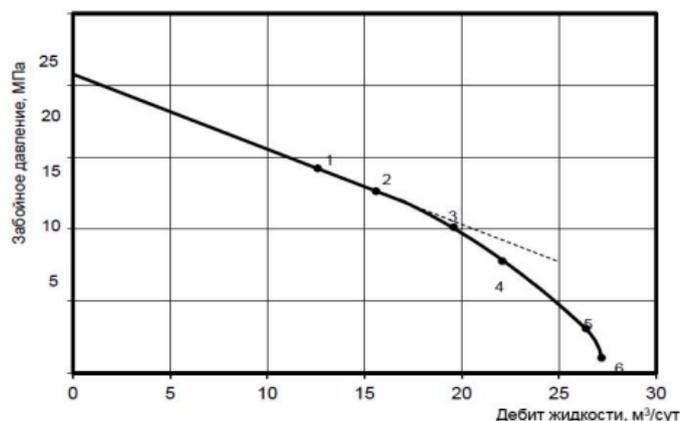


Рисунок 3 – Пример индикаторной диаграммы при пластовом давлении выше давления насыщения, забойном – ниже давления насыщения

Такая диаграмма описывается следующим уравнением:

$$q = K_0(p_{\text{пл}} - p_{\text{нас}}) + J'(p_{\text{пл}}^2 - p^2)^n, \quad (2)$$

где q – дебит нефти в поверхностных условиях;

K_0 – коэффициент продуктивности при забойных давлениях, выше давления насыщения;

$p_{\text{пл}}$ – пластовое давление;

$p_{\text{нас}}$ – давление насыщения;

J' – коэффициент продуктивности двухфазной фильтрации;

n – показатель степени.

Для получения индикаторной диаграммы такого вида и определения по ней K_0 и J' , необходимо провести исследования МУО при забойных давлениях выше и ниже давления насыщения. Для нахождения J' и n часть диаграммы для $p < p_{\text{нас}}$ перестраивают в координатах $\ln(q - q_{\text{нас}}) - \ln(p_{\text{нас}}^2 - p^2)$, где $q_{\text{нас}}$ – дебит при забойном давлении, равном давлению насыщения [8].

Для исследований на неустановившихся режимах применяется метод Перрина, в котором смесь всех фаз рассматривают как жидкостный эквивалент. С использованием суммарного дебита всех фаз на забое проводится стандартная однофазная интерпретация, где в качестве подвижности эквивалентной жидкости используется общая подвижность смеси:

$$\lambda_{\text{общ}} = \frac{k_{\text{нф}}}{\mu_{\text{н}}} + \frac{k_{\text{вф}}}{\mu_{\text{в}}} + \frac{k_{\text{гф}}}{\mu_{\text{г}}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{нф}}$, $k_{\text{вф}}$, $k_{\text{гф}}$ – фазовые проницаемости нефти, воды и газа;

$\mu_{\text{н}}$, $\mu_{\text{в}}$, $\mu_{\text{г}}$ – вязкости нефти, воды и газа.

Применяется допущение – отношение подвижностей фаз равно отношению дебитов на забое. Фазовые проницаемости находятся исходя из зависимости давления от времени. Например, для метода Хорнера [9]:

$$k_{\text{нф}} = \frac{0,183q_{\text{н}}B_{\text{н}}\mu_{\text{н}}}{mh}, \quad (4)$$

где $q_{\text{н}}$, $B_{\text{н}}$ – соответственно дебит нефти ($\text{м}^3/\text{сут}$) и объемный коэффициент нефти ($\text{м}^3/\text{м}^3$);

m – наклон линейной части графика Хорнера, Па/с.

Аналогичные зависимости используются для воды и газа. Затем по известным фазовым проницаемостям и ОФП можно перейти к общей проницаемости.

Главный недостаток метода Перрина – допущения о равенстве подвижностей фаз отношению дебитов на забое и постоянстве насыщенных в пласте. Из сочетания этих допущений следует, что отношения дебитов фаз тоже должны быть постоянны для применения данного метода [10]. Также метод Перрина не применим для случая, когда пластовое давление выше давления насыщения, а забойное – ниже, т.к. тогда насыщенность газом не является постоянной в пласте.

Более продвинутый метод – использование функции псевдавления для многофазного потока:

$$m(p) = \int_0^p \left(\frac{k_{но}\rho_n}{\mu_n} + \frac{k_{го}\rho_g}{\mu_g} + \frac{k_{во}\rho_v}{\mu_v} \right) dp, \quad (5)$$

где $k_{но}$, $k_{го}$, $k_{во}$ – относительные проницаемости нефти, газа, воды;

ρ_n , ρ_g , ρ_v – плотности нефти, газа, воды, кг/м³.

При использовании формул, описывающих однофазный приток к скважине, путем замены давлений на псевдавления и небольших изменений, получаются формулы, описывающие приток к скважине многофазного флюида.

В данной формуле относительные проницаемости зависят от давления. Напрямую ОФП зависят от насыщенных, а зависимость ОФП от давления реализуется через нахождения насыщенных от давления. Таким образом, этот метод лишен главного недостатка метода Перрина – возможен учет переменной насыщенности по пласту. Также возможно учесть зависимость вязкости и плотности фаз от давления.

Есть у данного подхода и недостатки. Обязательно должны быть известны ОФП, функция $m(p)$ сильно от них зависима. Если ОФП неточные, то в интерпретацию заведомо закладывается серьезная ошибка. Необходимая зависимость между насыщением и давлением обычно основана на

прискважинных характеристиках, и это может быть непригодно для других частей пласта. В частности, для замкнутых систем показано, что псевдодавление не будет аналогом для случая жидкости в псевдоустановившемся состоянии [10].

В низкопроницаемых коллекторах возможно anomальное поведение давления и производной при ГДИС. При проницаемости около 1 мД и менее течение флюида в пласте не подчиняется закону Дарси из-за крайне низких скоростей фильтрации. На билогарифмическом графике это отображается как установление псевдоустановившегося режима при зоне дренирования с границами, значительно более близкими к исследуемой скважине, чем границы, вызванные влиянием соседних скважин или геологические границы. Это обусловлено возникновением предельного градиента сдвига флюида. Так, при проницаемости около 1 мД предельный градиент сдвига составляет около 1 атм/м. При депрессии до 100 атм, полудлине трещины ГРП до первых сотен метров значение 1 атм/м приводит к формированию зоны дренирования шириной 100 – 250 м. Это меньше оценки зоны дренирования по пьзопроводности и, как правило, меньше оценки по расстоянию до соседних скважин, но соответствует определению по ГДИС [11]. Также существует кусочно-линейный закон фильтрации, который, в отличии модели с предельным градиентом сдвига, допускает фильтрацию при градиенте давления, меньше критического [12]. Фильтрация при градиентах давления ниже критического должна замедлять восстановление давление на некотором промежутке времени до проявления границ зоны дренирования. Таким образом, низкопроницаемый коллектор может оказать влияние на интерпретацию ГДИС только в поздние времена исследования.

1.2.2 Достижения в области интерпретации данных гидродинамических исследований

В последнее время разработаны модели адаптивной интерпретации ГДИС, предлагающие иной, отличный от традиционного графоаналитического

метод определения параметров пласта. Основан он на применении ИСМ забойного давления с априорной информацией проницаемости, пластового давления, времени восстановления забойного давления до пластового T в виде экспертных оценок.

На рисунке 4 представлен алгоритм адаптивной интерпретации ГДИС.



Рисунок 4 – Алгоритм адаптивной интерпретации ГДИС для горизонтальных скважин

Определение начала радиального притока базируется на ИСМ вида:

$$\begin{cases} y^*(t_n) = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n) + \xi_n, \\ h_{к,n} \overline{k_{xy}} = k_{xy,n} + \eta_n, \quad n = \overline{1, n_k}, \end{cases} \quad (6)$$

где $y^*(t_n) = \lg \left(\frac{\Delta p_3^*(t_n) - \Delta p_3^*(t_{n-1})}{\ln t_n - t_{n-1}} \right)$ – конечно-разностная аппроксимация логарифмической производной забойного давления в момент времени t_n ;

$\Delta p_3^*(t_n)$ – фактические значения разности забойных давлений;

$\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$ – параметры модели, представленные функциями t_n ;

$h_{к,n}$ – параметр корректировки дополнительной информации;

$\overline{k_{xy}}$ – априорная информация о латеральной проницаемости;

t_k – момент времени завершения исследования;

ξ_n, η_n – случайные величины, ошибки измерений.

Оптимальные оценки параметров $\alpha_n^* = (\alpha_1^*(t_n), \alpha_2^*(t_n))$ определяются путем решения оптимизационной задачи:

$$\alpha_n^*(\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(\alpha_n, \beta_n), \quad (7)$$

где $\Phi(\alpha_n, \beta_n)$ – комбинированный показатель качества модели, зависящий от разности фактических и рассчитанных по модели значений производной давления и от разности экспертных оценок и оценок, рассчитанных по модели;

β_n – управляющие параметры.

Затем по диагностическим критериям, базирующимся на значении $\alpha_{2,n}^*(\beta_n)$, определяют времена начала раннего радиального, линейного, позднего радиального притоков (для горизонтальных скважин).

Затем, на 4 шаге, происходит идентификация ИСМ позднего радиального притока. При этом подбор параметров модели $\alpha_{1,n}^*, \alpha_{2,n}^*$ происходит итерационным методом.

Далее идентифицируют ИСМ раннего радиального и линейного потоков и определяют искомые параметры. Идентификация ИСМ также происходит путем решения оптимизационных задач. При этом их представляют в матричном виде.

Также существуют другие адаптивные методы идентификации потоков.

В случае полного отсутствия радиального притока, но наличия четко выделяемого линейного притока используются ИСМ с применением феноменологических моделей, прогнозирующие забойное давление на период радиального притока. При этом в работе [13] использование трех таких моделей для двух КВД дало относительную ошибку не более 1,38 % при прогнозе забойного давления на 155 ч.

Использование алгоритмов адаптивной интерпретации с одновременной диагностикой потоков и определением параметров пласта дает перспективу в будущем оценивать длительность исследования прямо во время его проведения и определения параметров в режиме реального времени автоматически, без интерпретатора.

Серьезнейшим достижением в ГДИС стала возможность применения деконволюции – операции, обратной свертке двух функций. Свертка – это результат применения принципа суперпозиции для получения отклика давления $\Delta p_w(t)$ при сложной истории работы скважины $q(t)$ с использованием перепада давления для постоянного единичного дебита $\Delta p_u(t)$. Свертка имеет вид:

$$\Delta p_w(t) = \int_0^t q(\tau) \frac{\delta p_u(t-\tau)}{\delta(t-\tau)} d\tau. \quad (8)$$

Смысл деконволюции – по известным $\Delta p_w(t)$ (замер забойного давления) и $q(t)$ (истории работы) вычислить $\Delta p_u(t)$ на весь период истории работы скважины, получив таким образом КПД длительностью, равной длительности истории работы скважины. Таким образом, время исследования значительно увеличивается, что позволяет уверенно выделить радиальный приток и оценить размеры дренируемой зоны.

При этом делается замена переменных (попытки деконволюции, направленные на непосредственное получение $\Delta p_u(t)$, успеха не получили):

$$\sigma = \ln(\Delta t); z(\sigma) = \ln\left(\frac{d\Delta p_u(\sigma)}{d\sigma}\right). \quad (9)$$

Принцип такого метода заключается в нахождении кривой производной давления $z(\sigma)$. Также неизвестными являются начальное давление p_i и допустимое отклонение от истории дебитов Δq , необходимое для оптимизации процесса деконволюции. Это отклонение допустимо, т.к. обычно данные $q(t)$ обычно содержат погрешности до 15 % [10, 14].

Деконволюция дает несколько верных с математической точки зрения результатов. Из них отбирается один, верный с точки зрения гидродинамики, исходя из наименьших отклонений реальных давлений и давлений, получаемых

по модели свертки, минимальной кривизны производной давления (принцип «чем проще, тем лучше») и минимального отклонения от истории дебитов Δq . Отклонения реальных давлений и давлений по модели свертки рассчитываются по участкам КВД, присутствующим в истории работы, т.к. они наименее зашумлены.

Существует несколько методов деконволюции. Метод von Schroeter и др. предусматривает адаптацию давлений по модели свертки к данным двух и более последовательных КВД. При этом они должны давать похожие показатели скин-фактора и коэффициента ВСС, т.е. иметь схожую форму на начальных временах. Иначе данный метод выдаст некорректный результат.

Метод Levitan позволяет выполнить деконволюцию для одной КВД, если известно p_i . Берется несколько КВД, итеративно меняется p_i , для каждой КВД производится деконволюция. Давление p_i меняется до тех пор, пока не будет получен согласованный отклик на позднем времени для всех КВД. Подходит для КВД, отличающихся на ранних временах.

Метод Houzé и др. также способен использовать несколько КВД, отличающихся на ранних временах. Для этого выбирается опорная КВД, для нее будут учтены все данные, и прочие КВД, для которых будет учтены данные поздних времен.

Деконволюция неприменима к нелинейным задачам (турбулентный или многофазный поток), а также если в истории работы скважины нет периодов КВД (это ограничение вызвано только практической стороной вопроса). Также необходимы достаточно точные данные периода работы скважины и неизменность всех параметров в выбранных КВД, кроме скин-факторов и коэффициентов ВСС [10].

Также при интерпретации ГДИС все большее распространение получает численное моделирование. Две основных области их использования – нелинейные задачи (многофазные, турбулентные потоки; несцементированные породы) и сложные конфигурации пластов и расположения скважин. В

численном моделировании используется численное решение дифференциальных уравнений материального баланса ячеек сетки, что вынуждает дискретизировать пространство и время. В Saphir Kappa Engineering используется сетка Вороного [10].

1.2.3 Факторы, влияющие на качество интерпретации данных гидродинамических исследований

ГДИС считаются наиболее достоверным и точным методом, а для ряда параметров единственным методом, способным их определить. Однако при несоблюдении технологии проведения исследований или же в случае пренебрежения факторами, влияющими на результаты ГДИС, о точности и достоверности исследований говорить не приходится.

Для каждого вида исследования существует целый ряд таких факторов и условий.

В общем случае на качество проведения исследований и, соответственно, обработку данных влияют такие факторы, такие как литологический состав пород, их плотность, механические напряжения в породе, гидродинамическое влияние трещин, фильтрационные особенности жидкостей, распределение давления и температуры в пласте [15]. Основано это на допущениях, использованных при выводе уравнений, на которых основаны исследования, в том числе уравнения пьезопроводности.

Для исследования с построением индикаторной диаграммы необходимо перед каждым замером забойного давления и дебита надежно добиться установившегося режима, т.е. добиться неизменности во времени давления и дебита. Для этого требуется выдержка определенного периода стабилизации (1 – 5 суток). Невыполнение этого требования влечет за собой недостоверность получаемых значений.

Также нужно в общем случае, когда нет уверенности в том, что ИД будет иметь вид прямой, сделать достаточное количество замеров (4 – 5 замеров).

Главное условие для исследований на неустановившихся режимах – достаточное время исследования, обеспечивающее выход системы «скважина-пласт» на радиальный режим притока (псевдорадальный для скважин с трещиной ГРП).

Также большое значение имеет степень «сглаживания» данных – слишком слабое просто не позволит достоверно определить искомые параметры ввиду разброса точек на диагностическом графике. Сильное же «сглаживание» чревато потерей данных.

При проведении исследования на восстановление давления на форму получаемой КВД, длительность ее восстановления и на корректность получаемых по результатам интерпретации фильтрационно-емкостных свойств влияет множество факторов, а именно зависимость от:

- эксплуатационного объекта;
- геолого-физической характеристики коллектора;
- физико-химических свойств пластовых флюидов;
- степени вовлеченности рассматриваемого объекта в разработку;
- среднесуточного дебита добываемой продукции;
- обводненности скважины и т. д.

В связи с этим для получения корректных сведений о характеристиках пласта при минимально возможном времени остановки скважины имеет смысл объединять скважины по выше приведенным показателям [15].

Главный фактор, влияющий на качество интерпретации ГДИС – человеческий. Хотя программа и подбирает параметры модели, соответствующие данным ГДИС, но правильный подбор самой модели с учетом реалистичности подбора, геологических условий способен совершить только человек. Поэтому результаты ГДИС нельзя назвать полностью объективными. Также по этой причине большое значение имеют результаты предыдущих исследований, которые обязательно надо учитывать при проведении ГДИС.

Вполне очевидно, что на точность влияет используемое оборудование и его погрешность.

Точность определения параметров пласта по данным гидропрослушивания зависит не только от качества используемой измерительной аппаратуры, но и от того, что происходит в соседних от возмущающей скважинах, т.е. от общего гидродинамического фона в исследуемой области залежи (месторождения). Поэтому для получения качественной информации необходимо по возможности стабилизировать режимы работы всех скважин, находящихся в исследуемой области [16].

1.3 Гидродинамические исследования скважин как инструмент для контроля процесса разработки нефтяного месторождения

1.3.1 Комплексирование гидродинамических, геофизических и геохимических исследований

В настоящее время актуален системный контроль за процессом разработки месторождений. Под системностью контроля процесса разработки месторождений можно понимать восприятие объекта изучения как целостной системы, состоящей из комплекса элементов разной сложности (иерархичности), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии.

Системность подхода в изучении сложно организованной технической структуры залежи в первую очередь подразумевает необходимость широкого использования научно обоснованных качественных и количественных комплексных повторяющихся промысловых, геохимических и геофизических исследований, позволяющих своевременно и эффективно осуществлять регулирование разработки месторождения [2].

На рисунке 5 представлена структурная схема взаимоотношений существующих ГИС, ГДИС и ГХИ [17].



Рисунок 5 – Виды геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах по СТ ЕАГО-046-01

Назначение системного контроля разработки месторождений состоит в информационном обеспечении управления процессами разработки, включая обеспечение необходимыми данными ПДГТМ.

Системный контроль – ПГК – включает весь комплекс промысловых, гидродинамических, физико-химических и геофизических исследований скважин, испытания пластов, контроль эффективности интенсификации притока. Основными его составляющими являются: устьевые и глубинные промыслово-технологические исследования, геофизические исследования при эксплуатационном бурении (ГИС-контроль в открытом стволе), в действующих и простаивающих обсаженных скважинах (ПГИ), гидродинамические исследования при освоении и разработке пластов (ГДИС), физико-химические

исследования глубинных и устьевых проб флюидов (PVT-исследования), межскважинные исследования (трассирование потоков индикаторами, гидропрослушивание) [18].

Все эти группы методов направлены на информационное обеспечение геомониторинга месторождений, что реализуется посредством геомоделирования. На рисунке 6 представлено применение данных групп методов в геомоделировании [19].

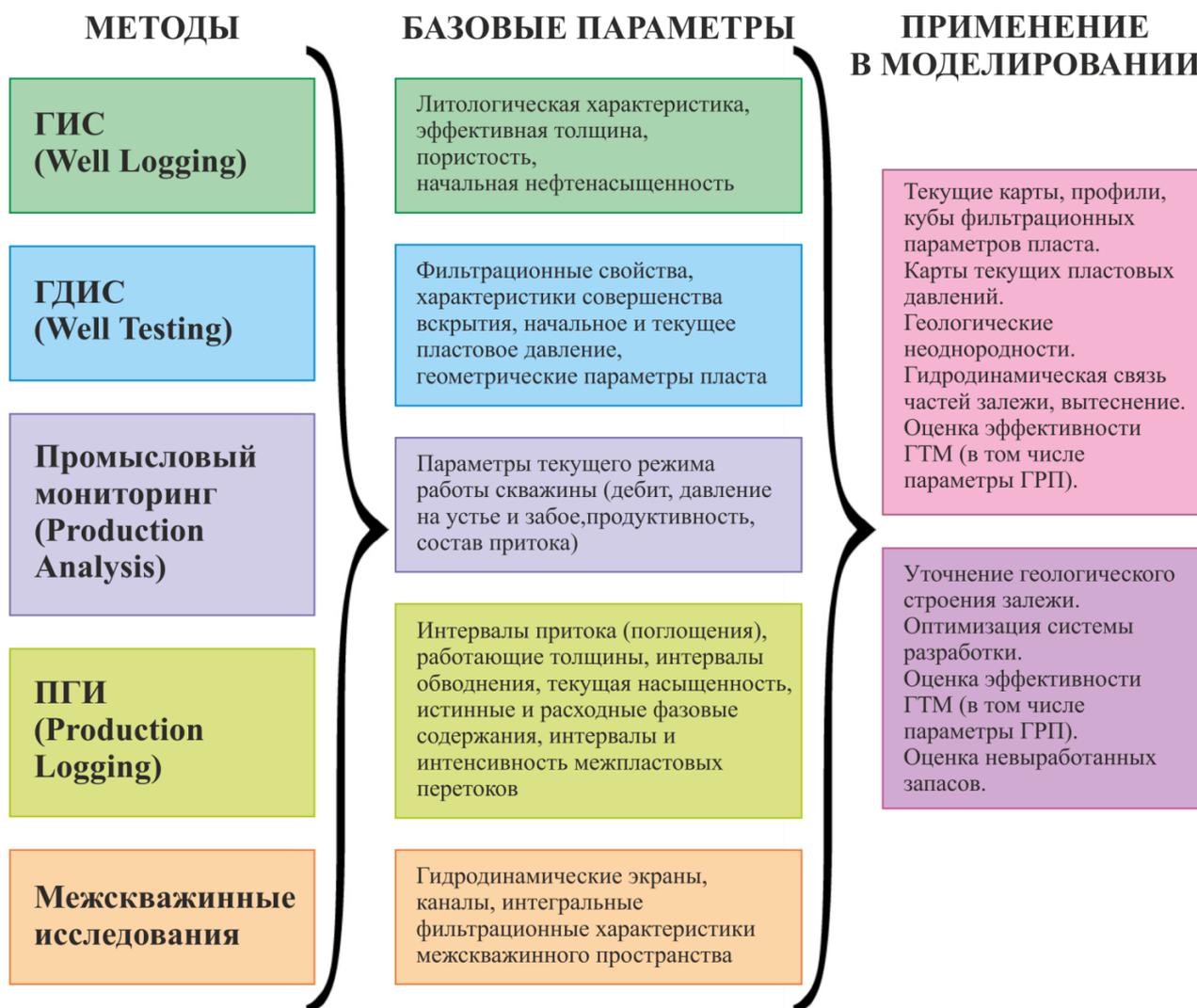


Рисунок 6 – Информационное сопровождение геомоделирования

Методы комплексного изучения геолого-геофизических характеристик предназначены для решения следующих задач (независимо от типа скважин и стадии ее эксплуатации):

- 1) Уточнение геологической модели в зоне расположения скважины:
 - уточнение границ продуктивных толщин по разрезу скважины;

– определение положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве.

2) Контроль за выработкой пластов при извлечении нефти или газа:

– определение профиля притока или приемистости, оценки состава притока;

– определение начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта.

3) Гидродинамический контроль фильтрационных свойств пласта:

– определение и прогноз продуктивности скважин;

– оценки энергетического состояния пласта;

– оценки фильтрационных свойств пласта в удаленной от скважины его части;

– оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне.

4) Технологический контроль работы скважины:

– оценки работы элементов подземного оборудования;

– оценки состояния продукции в стволе работающей скважины;

– определение межпластовых перетоков;

– определение суммарных фазовых расходов скважины.

5) Технический контроль состояния скважины:

– уточнение положения элементов конструкции;

– оценки состояния внутриколонного пространства труб;

– выявление негерметичностей колонн;

– контроль качества цементажа.

6) Контроль качества работ по интенсификации добычи:

– оценки эффективности очистки забоя;

– оценки эффективности вскрытия пласта;

– оценки эффективности очистки призабойной зоны;

– оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта;

– оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины (РИР) [20].

1.3.2 Особенности объектов контроля

Основной объект контроля – продуктивный пласт, на получение параметров которого и направлены гидродинамические исследования. Пласты могут существенно различаться по эффективной толщине, литологической неоднородности, коллекторским и фильтрационным свойствам, первоначальной насыщенности, совершенству вскрытия, режиму эксплуатации, составу продукции и пр. [2].

Существуют следующие этапы проектирования гидродинамических исследований:

- анализ изученности объекта разработки, охвата объекта разработки исследованиями;
- формирование вариантов упрощенной модели исследований – опорной сетки скважин в рамках самостоятельных объектов разработки;
- оценка экономической эффективности с учетом необходимых потерь добычи и издержек, ранжирование вариантов моделей;
- анализ вариантов с предварительной проработкой дизайна наиболее эффективных по результатам ранжирования исследований;
- экспертиза проекта исследований в компании и формирование окончательного варианта опорной сети;
- мониторинг выполнения программы исследований.

Опорная сетка – минимально достаточное множество скважин, необходимое для восстановления информации о пластовом давлении на всем объекте разработки.

При этом выбор скважин для проведения гидродинамических исследований должен отвечать следующим требованиям:

- для скважин необходимо определять оптимальное время исследований и соответствующие этому времени потери добычи и затраты;

- для всего комплекса исследований должны обеспечиваться минимизация затрат их проведения и потерь добычи нефти (при вынужденном простое скважин);
- должны достигаться максимальный охват областей «незнания», т.е. областей в которых не были проведены исследования и отсутствует достоверная информация по энергетическому состоянию пласта, и равномерный охват объекта разработки исследованиями в целом;
- при формировании комплекса исследований необходимо учитывать применение новых методик.

На рисунке 7 изображена блок-схема расчета опорной сети скважин [21].

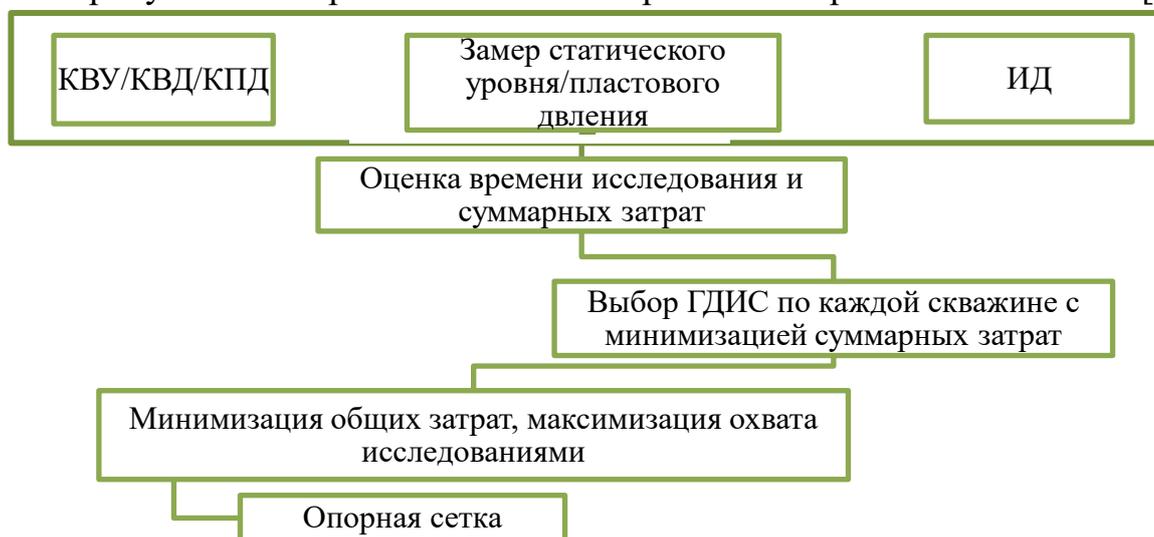


Рисунок 7 – Блок-схема расчета опорной сетки скважин

Весь фонд скважин разбивается на три группы: действующие; бездействующие; «незамерные», в которых невозможно проведение гидродинамических исследований (в первую очередь в связи с техническим состоянием). Далее для всех скважин, в которых можно выполнить исследования, рассчитывается общая стоимость исследования. При этом учитывается специфика гидродинамических исследований в бездействующем и действующем фондах.

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х»

2.1 Геологическое строение месторождения

Разрез отложений месторождения «Х» представлен палеозойскими образованиями, эффузивными породами триасового возраста и осадочной толщей мезо-кайнозойского возраста. Промышленная нефтеносность месторождений связана со среднеюрскими отложениями тюменской свиты (пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄, Ю₅, Ю₆, Ю₇). Нижняя часть геолого-стратиграфического разреза месторождения «Х» представлена на рисунке 8.

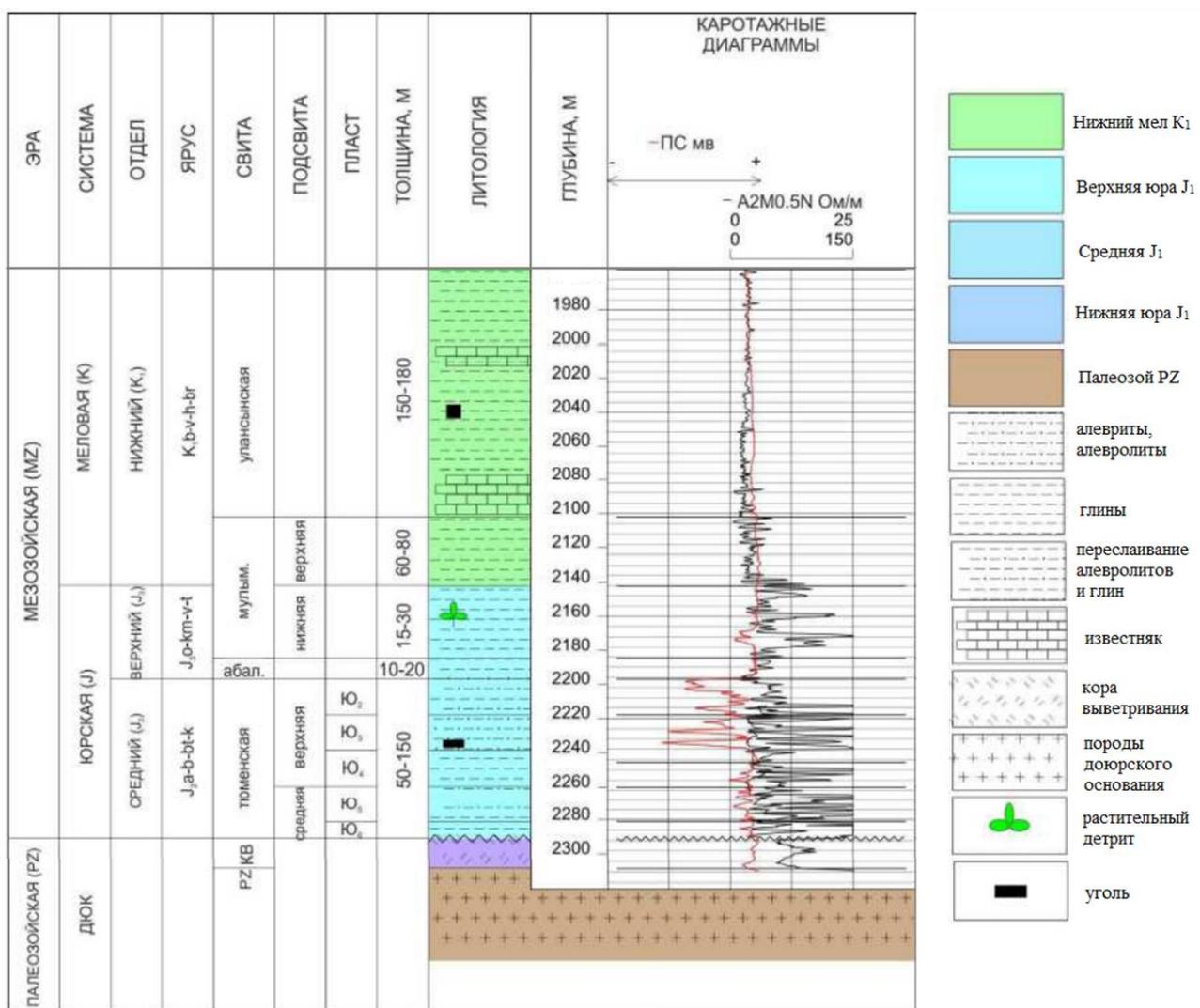


Рисунок 8 – Нижняя часть геолого-стратиграфического разреза

Отложения тюменской свиты представлены частым неравномерным чередованием сероцветных аргиллитов, песчаников и алевролитов, содержащих прослой гравелитов и конгломератов.

В разрезе тюменской свиты значительную роль играют линзы и пропластки углей. Наличие углефицированных остатков флоры характерно для всего разреза.

Преимущественное положение в тюменской свите занимают глинистые породы. Песчаники и алевролиты тюменской свиты мелко-, реже среднезернистые, плохо отсортированные.

В целом среднеюрский комплекс имеет очень сложное строение и характеризуется значительной литолого-фациальной изменчивостью. Для пластов тюменской свиты свойственно наличие многочисленных зон глинизации пластов, линзовидный характер песчано-алевритовых тел.

2.2 Фильтрационно-емкостные свойства и неоднородность пластов

В таблице 1 (приложение А) приведена сравнительная характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов по данным ГИС, керна и ГДИС.

Образцы керна, характеризующие коллекторы, отбирались с учетом граничных значений открытой пористости, абсолютной проницаемости и водоудерживающей способности. Эффективные нефтенасыщенные толщины коллекторов пластов Ю₆, Ю₇ исследованиями фильтрационно-емкостных свойств по керну не освещены.

Неоднородность строения и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов продуктивных пластов Ю₂ – Ю₇ месторождения «Х» изучались по данным геофизических исследований 64 скважин, в том числе по пластам: Ю₂ – 64 скважин, Ю₃ – 58 скважин, Ю₄ – 44 скважин, Ю₅ – 39 скважин, Ю₆ – 15 скважин, пласт Ю₇ – 6 скважин.

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов рассматривалась по продуктивной части разрезов залежей:

коэффициент открытой пористости (φ), коэффициент проницаемости (k), коэффициент нефтенасыщенности (σ_n). Неоднородность строения пластов анализировалась и оценивалась по следующим показателям: толщина (общая ($h_{\text{общ}}$), эффективная ($h_{\text{эфф}}$), нефтенасыщенная (h_n)), коэффициент расчлененности (K_p), коэффициент песчаности ($K_{\text{песч}}$). Коэффициент проницаемости по ГДИС рассчитывался на эффективную нефтенасыщенную толщину.

Значения показателей, характеризующих неоднородность пластов, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика пластов по результатам интерпретации геофизических исследований скважин

Параметры	Ю ₂	Ю ₃	Ю ₄	Ю ₅	Ю ₆	Ю ₇
1. Общая толщина, м						
количество скважин	64	58	44	39	15	6
среднее значение	19	19,5	22,2	18,3	17,7	16,2
минимальное значение	5,8	5,5	10,3	3,2	8	9,5
максимальное значение	27,2	28,3	29,7	26,3	29,5	22,1
2. Эффективная толщина, м						
количество скважин	56	52	35	28	14	4
среднее значение	4,4	4,8	5,3	3,4	4,2	4,5
минимальное значение	0,6	0,6	0,9	0,7	0,4	1
максимальное значение	10,7	13,9	15,6	9,3	9,4	7,3
3. Нефтенасыщенная толщина, м						
количество скважин	52	44	24	14	1	1
среднее значение	4,3	4,2	3,7	2,40	3,4	3,2
минимальное значение	0,6	0,8	0,4	0,40	3,4	3,2
максимальное значение	9,7	9,9	15,6	5,50	3,4	3,2
4. Коэффициент песчаности, доли ед.						
количество скважин	56	52	35	28	14	8
среднее значение	0,24	0,23	0,22	0,17	0,29	0,24
минимальное значение	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,05
максимальное значение	0,91	0,65	0,58	0,42	0,7	0,33
5. Коэффициент расчлененности						
количество скважин	56	53	35	28	14	4
среднее значение	4,1	4,1	3,8	2,6	2,9	5,2
минимальное значение	1	1	1	1	1	2
максимальное значение	11	12	10	8	6	9

Низкая песчаность ($K_{\text{песч}} = 0,22$ в среднем по объекту) и высокая расчлененность ($K_p = 11,4$ в среднем по объекту) продуктивной части разреза

говорит о высокой степени неоднородности эксплуатационного объекта. Также для объекта Ю₂₋₇ характерны низкие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов продуктивных пластов (проницаемость по пластам изменяется от $1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $7,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², пористость от 15,4 % до 16,6 %, нефтенасыщенность пластов Ю₂ – Ю₇ изменяется от 44,6 % до 56,2 %). Наиболее распространены для рассматриваемых продуктивных отложений IV и V классы коллекторов по классификации А. А. Ханина.

2.3 Относительные фазовые проницаемости

На рисунке 9 представлены кривые ОФП для продуктивных пластов нефтяного месторождения «Х».

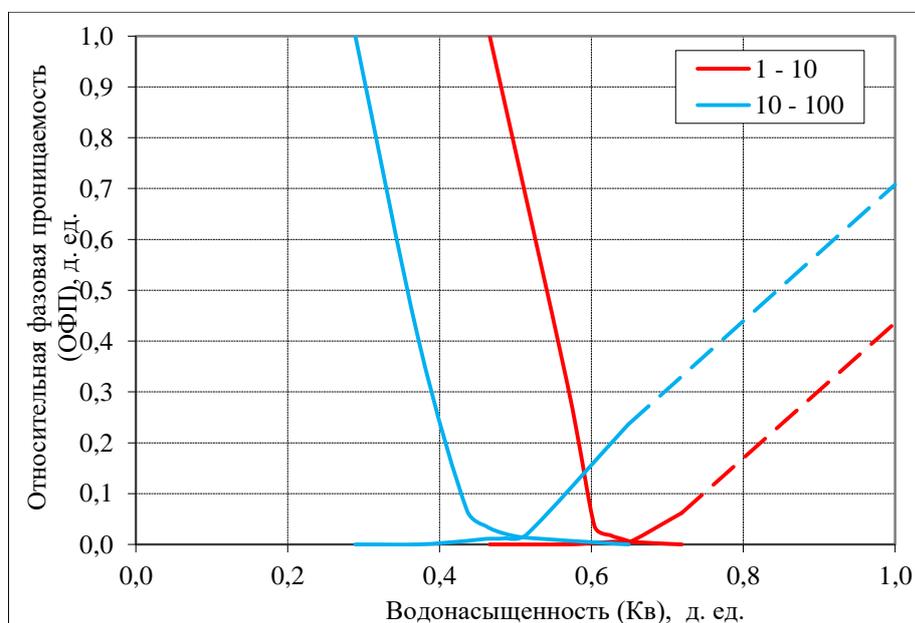


Рисунок 9 – Кривые ОФП по нефти и воде для отдельных диапазонов абсолютной проницаемости продуктивных пластов Ю₂ – Ю₇ месторождения «Х». Красные кривые соответствуют абсолютной проницаемости $(1 - 10) \cdot 10^{-3}$ мкм², синие кривые – $(10 - 100) \cdot 10^{-3}$ мкм²

Характер поведения кривых по ОФП свидетельствует о значительной степени гидрофильности порового пространства.

2.4 Упругие свойства пород-коллекторов

На образцах керна месторождения «Х» были выполнено 48 экспериментов по определению упругих характеристик пород (модуль Юнга,

коэффициент Пуассона, модуль сдвига, коэффициент сжимаемости). Данные параметры определялись на керне скважины 10296П. Упругие характеристики образца определяли с использованием связи этих характеристик (для идеальной упругой сплошной среды) со скоростью распространения в образце керна упругих продольных и поперечных волн. С учетом того, что исследования выполнены на 1 скважине, для более полной охарактеризованности данным видом специальных исследований керна, для анализа были также привлечены результаты соответствующих исследований по керну пластов-аналогов 2 соседних месторождений (46 определений на образцах из 8 скважин).

В результате определения упругих свойств пород продуктивных пластов для месторождения «Х» была построена корреляционная зависимость коэффициента сжимаемости пород продуктивных пластов от открытой пористости, представленная на рисунке 10.

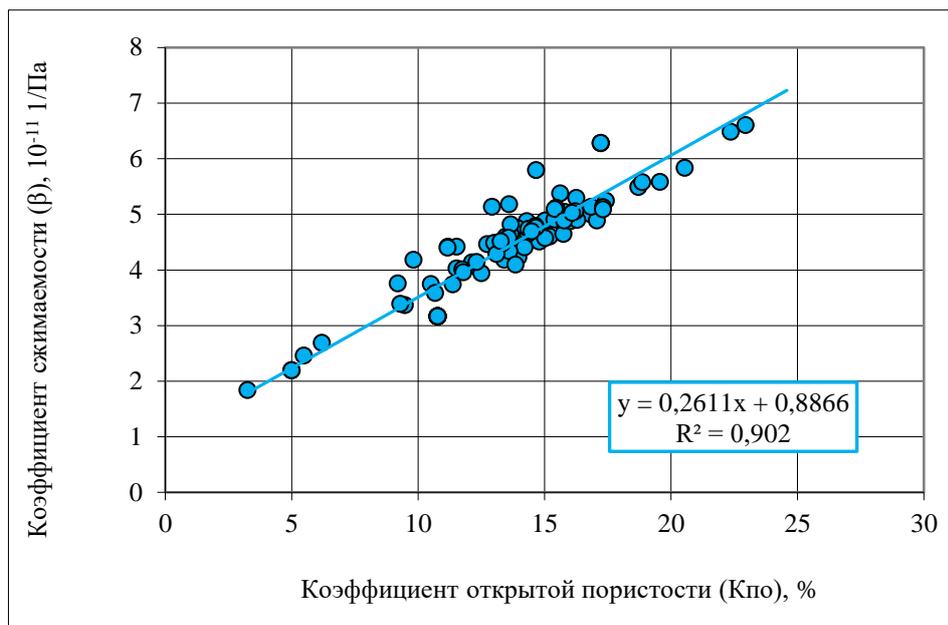


Рисунок 10 – Зависимость коэффициента сжимаемости от коэффициента открытой пористости для продуктивных пластов месторождения «Х»

Из рисунка видно, что коэффициент корреляции высок, поэтому данную зависимость можно применять для расчета коэффициента сжимаемости коллектора.

2.5 Свойства пластовых флюидов

Физико-химические свойства пластовых флюидов нефтяного месторождения «Х» изучались по данным исследований глубинных и поверхностных проб нефти и проб пластовой воды.

Глубинные пробы пластовой нефти исследовались методами однократного (контактного), дифференциального (многоступенчатого) разгазирования и трёхступенчатой (промысловой) сепарации. При однократной сепарации (стандартные условия: температура 20 °С, давление – атмосферное) давление системы снижается сразу до конечного, выделившийся газ не удаляется из «бомбы» и система сохраняет свой вес и состав. При ступенчатой сепарации давление снижается постепенно и происходит отвод выделившегося газа, т.е. жидкая фаза находится в равновесных условиях только с газом, выделившимся на данной ступени. Дифференциальное разгазирование – это частный случай ступенчатой сепарации, (форма выделения газа из пластовой нефти по ступеням давления) проводится при пластовой температуре и пластовом давлении. При этом газ, выделившийся при снижении давления на ступень, отводится из системы. Определялись такие основные параметры нефти, как давление насыщения, газосодержание, коэффициент усадки, объемный коэффициент, вязкость и плотность нефти. Фракционный и углеводородный состав нефти изучался как на образцах сепарированных глубинных проб, так и на большом количестве проб, отобранных с устья скважин.

Физико-химическая характеристика пластовой нефти данного месторождения изучена на 16 образцах поверхностных проб и на 4 образцах глубинных проб. В целом полученной информации не достаточно для детального и полного описания физико-химических и термодинамических свойств пластовой нефти, поскольку из пластов Ю₄, Ю₆, Ю₇ глубинные пробы не отбирались, по пласту Ю₅ глубинная проба из скважины № 91Р признана некондиционной. Всего на месторождении было отобрано 2 кондиционные

глубинные пробы – с одной скважины пласта Ю₂. Результаты исследования проб представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти пласта Ю₂

Параметры	Пласт Ю ₂	
	Диапазон значений	Среднее значение
Количество исследованных глубинных проб (скважин):	2(1)	
Давление пластовое, МПа	-	21,3
Температура пластовая, °С	-	92,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,8-5,2	5,0
Газосодержание (стандартная сепарация), м ³ /т	153,8-162,3	158,0
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	128,7-134,6	131,7
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	701,0-707,0	704,0
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа·с	0,46-0,47	0,47
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 ⁻⁴	17,3-21,7	19,5
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м ³		
- при однократном (стандартном) разгазировании	1,147-1,154	1,151
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	0,958-0,964	0,961
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³		
- при однократном (стандартном) разгазировании	835,0-837,0	836,0
- при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	825,0-827,0	826,0
Пересчетный коэффициент, доли ед.	0,752-0,763	0,758

Из таблицы видно, что нефть данного месторождения – легкая, незначительной вязкости.

В таблице 4 представлены свойства пластовой воды месторождения «Х».

Таблица 4 – Свойства пластовых вод нефтяного месторождения «Х»

Параметры	По месторождению	
	Диапазон значений	Среднее значение
Газосодержание, м ³ /м ³	-	2,5
Плотность воды, кг/м ³		
- в стандартных условиях	1005,0-1014,0	1006,4
- в условиях пласта	976,6-977,7	977,1
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	-	0,33
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа·10 ⁻⁴	-	4,26
Объемный коэффициент, доли ед.	-	1,031
Общая минерализация, г/л	6,84-20,09	9,67
Водородный показатель, рН	6,83-8,94	7,81
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Гидрокарбонатно-натриевый	
Количество исследованных проб (скважин)	56(20)	

Из таблицы следует, что в среднем по месторождению вода относится к типу соленых по классификации А. М. Овчинникова, в связи с этим по плотности она мало отличается от плотности пресной воды. Также объемный коэффициент близок к единице, что говорит о малой сжимаемости и малом газосодержании воды.

2.6 Особенности разработки месторождения «Х»

Принятый вариант разработки предусматривает размещение скважин по пятиточечной системе разработки 700х700 метров с уплотнением сетки скважин в нефтенасыщенных толщинах более 6 метров до 500 метров. Разработка ведется на искусственном упруго-водонапорном режиме.

Предусматривается проведение ГРП во всех наклонно-направленных добывающих и нагнетательных скважинах с начала ввода в эксплуатацию. В скважинах с горизонтальным окончанием планируется многозонное ГРП.

В результате сравнения технологических показателей по наклонно-направленным скважинам месторождения «Х» и горизонтальных скважин, ближнего месторождения-аналога, а также затрат на бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин, было принято решение принять вариант разработки с заменой скважин с горизонтальным окончанием на наклонно-направленные.

Проектный фонд составит 564 скважин, в т. ч. добывающих – 279 (в т. ч. 4 горизонтальных), нагнетательных – 267 (в т. ч. 1 горизонтальная), водозаборных – 4 и ликвидированных – 10. 10 ликвидированных скважин числились в текущем фонде скважин на 01.01.2018, поэтому они заложены в проектный фонд скважин.

3 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «Х»

3.1 Объемы гидродинамических исследований скважин на нефтяном месторождении «Х»

За время разработки месторождения проводились следующие виды исследований:

- снятие кривых восстановления давления;
- снятие кривых падения давления;
- снятие кривых восстановления уровня;
- исследования методом установившихся отборов;
- замер статических и динамических уровней с пересчетом в пластовое и забойное давления.

За всю историю эксплуатации месторождения на 01.04.2018 было проведено: методом КВД – 157 исследований на 54 скважинах; методом КПД – 6 исследований на 3 скважинах; методом КВУ – 23 исследования на 9 скважинах; МУО – 14 исследований на 11 скважинах; методом волнометрирования (замер статического уровня) – 94 замера на 20 скважинах.

Охват эксплуатационного фонда скважин гидродинамическими исследованиями с 01.01.13 по 01.04.18 представлен на рисунке 11. Охват исследованиями лежит в диапазоне 37 – 62 %, наименьшим значением выделяется 2016 год, в 2017 году – 48 %. За 1 квартал 2018 г. охват составил 50 %.

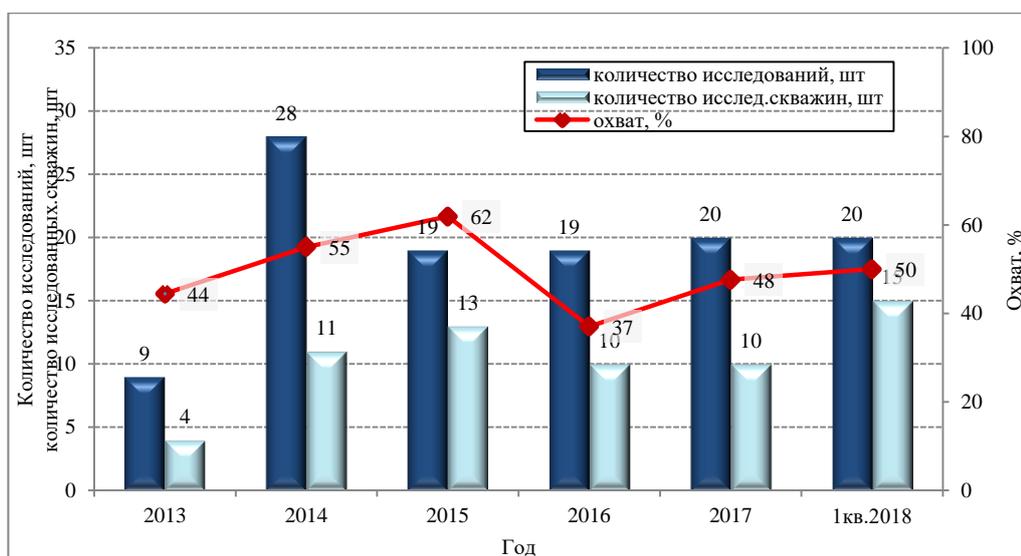


Рисунок 11 – Охват эксплуатационного фонда скважин гидродинамическими исследованиями по годам

Оценка охвата гидродинамическими исследованиями месторождения в целом за всю историю показывает, что скважины эксплуатационного фонда по состоянию на 01.04.18 охвачены исследованиями достаточно высоко. На определение продуктивности охват составил – 100 %, гидропроводности – 97 %. В охват не вошли скважины, не относящиеся к эксплуатационному фонду по состоянию на 01.01.18.

3.2 Программа гидродинамических исследований скважин

На месторождении планируется выполнение комплекса промыслово-гидродинамических исследований (таблица 5).

Таблица 5 – Комплекс промыслово-гидродинамических исследований скважин

Цель проводимых работ	Виды работ	Периодичность, охват
Определение коэффициента продуктивности, гидропроводности, пластового давления, оценка совершенства вскрытия	Метод восстановления давления (уровня), методы падения давления, метод установившихся отборов (закачек)	Разовые исследования
Определение пластового давления (статистического уровня)	Метод восстановления давления (уровней), метод установившихся отборов	100 % скважин опорной сети, включая пьезометрические

Продолжение таблицы 5

Определение забойного давления (динамического уровня)	Измерения забойного давления глубинным манометром, определение динамического уровня жидкости	100 % фонда дающего нефть (под закачкой)
Замер устьевой температуры	Термометрия на устье	Разовые. По необходимости
Оценка добывных возможностей скважин	Метод восстановления (падения) давления (уровня), метод установившихся отборов.	100 % скважин опорной сети и по мере необходимости оценки добывных возможностей скважины

Контроль за освоением добывающих скважин после бурения, капитального ремонта, до и после ГТМ обеспечивается определением коэффициента продуктивности, гидропроводности, пластового давления и оценкой совершенства вскрытия. Определение пластового и забойного давления, а также замеры устьевой температуры направлены на контроль за энергетическим состоянием залежи.

Также предусмотрены комплексы ГДИС при освоении скважин после бурения и при проведении ГРП.

Комплекс ГДИС при проведении ГРП предполагает определение начальных фоновых характеристик работы скважин и пластов. Указанные характеристики являются базой для последующей оценки эффективности ГРП. Аналогичные задачи решаются и на завершающем этапе, при этом устанавливаются конечные фоновые характеристики скважин и пластовых систем.

При определении коэффициента продуктивности с помощью МУО в связи с продолжительностью неустановившегося режима фильтрации в пласте с трещиной, первое исследование проводится после 10 суток дренирования.

Для определения длины и проводимости трещины ГРП проводится исследование методом снятия кривой восстановления давления, или уровня (при отсутствии ТМС).

3.3 Контроль разработки гидродинамическими методами

Для успешного выполнения целей и задач комплексного контроля за разработкой месторождения предусматривается проведение следующих видов контроля:

- контроль за энергетическим состоянием залежей
- контроль добывных возможностей и фильтрационных параметров пласта.

Контроль за энергетическим состоянием объектов разработки производится путем измерения пластового и забойного давлений, статических и динамических уровней, снятия кривых восстановления давления (уровня), исследования скважин методом установившихся отборов.

Замеры должны осуществляться с помощью глубинных манометров. При отсутствии технической возможности прямых измерений глубинными приборами пластовое и забойное давления определяют путем измерения статического и динамического уровней и последующего их пересчета.

Определение пластового и забойного давлений также выполняются и в виде разовых исследований, после проведения ремонтных работ и работ по повышению нефтеотдачи пласта.

Контроль добывных возможностей и фильтрационных параметров пласта предназначен для изучения продуктивных пластов, получения данных об их продуктивности и приемистости, фильтрационных параметрах и совершенства вскрытия пласта, трассировки границ пласта и особенностях зон дренирования, типа пласта-коллектора, анизотропии пласта по проницаемости и др. Для решения этих задач в скважине проводятся исследования на установившихся и неуставившихся режимах фильтрации.

Предлагается исследовать скважины методами снятия КВУ, замерами давления с помощью датчиков давления с автоматическим дистанционным управлением на приеме насоса и кривых прослеживания давления (во время геолого-технических мероприятий либо смены насоса) со спуском манометра

на забой скважины. Причем последний способ исследования, не смотря на то, что является более сложным в техническом плане, наиболее предпочтителен, т.к. обработка КВУ требует пересчета уровней в давление, что вносит дополнительные погрешности в окончательные расчеты.

Исследования скважин методом восстановления давления (уровня), падения давления проводятся в виде разовых измерений по скважинам до и после ГТМ, при мероприятиях по повышению нефтеотдачи пласта, связанных с воздействием на призабойную зону (ОПЗ).

В таблице 6 приведен список параметров, определяемых промыслово-техническими и гидродинамическими исследованиями, а также их периодичность для скважин опорной сети.

Таблица 6 – Комплекс промыслово-технологических и гидродинамических исследований по контролю за разработкой для скважин опорной сети

Текущая промысловая информация	Буферное и затрубное давления	Забойное давление	Пластовое давление	Метод восстановления давления	Метод установившихся отборов
Скважины опорной сети: доб./нагн.	1м	1м	2рг/1рг	1рг	1рг
Условные обозначения: 1м - 1 раз в месяц; 1рг - 1 раз в год; 2рг - 2 раза в год.					

Как видно из таблицы, для скважин опорной сети чаще проводятся исследования методом установившихся отборов, а также исследования КВД на стадии падающей добычи.

3.4 Интерпретация кривых восстановления давления

Была проведена интерпретация кривых восстановления давления, полученных на четырех добывающих скважинах. Интерпретация проводилась графоаналитическим методом в программном комплексе Saphir Karra Engineering.

В таблице 7 представлены исходные данные для интерпретации.

Таблица 7 – Исходные данные для интерпретации кривых восстановления давления

Параметр	Скважина			
	89Р	1611	3104	3111
Эффективная толщина пласта, м	8,4	3,2	9,9	9,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,15	0,17	0,17	0,17
Водонасыщенность, доли ед.	0,54	0,51	0,61	0,54
Радиус скважины, м	0,108	0,108	0,108	0,108

Также были использованы данные о сжимаемости пластового флюида, горной породы, относительные фазовые проницаемости из предыдущей главы.

Основой интерпретации кривых восстановления давления диагностический график, построенный в билогарифмических координатах.

Первый шаг – выбор моделей скважины, пласта и границ. Исходя из того, что во всех скважинах проводился ГРП, для всех КВД были выбраны модели скважины с трещиной конечной проводимости.

Модель ствола скважины описывает влияние коэффициента ВСС на перераспределение забойного давления. Данный коэффициент может быть не постоянен из-за разделения флюидов в стволе скважины, в том числе выделения газа.

Продукция всех исследуемых скважин содержит воду в значительном количестве. Согласно уравнениям совместной фильтрации нефти и воды Маскета и Леверетта двухфазный поток рассматривался как эквивалентный ему однофазный поток с эффективной вязкостью флюида [22]:

$$\mu_{эфф} = \frac{1}{\frac{k_{но}}{\mu_n} + \frac{k_{во}}{\mu_v}} \quad (10)$$

Объемный коэффициент эквивалентного флюида рассчитывается как [23]:

$$B_{эфф} = B_n \cdot (1 - W) + B_v \cdot W, \quad (11)$$

где B_v – объемный коэффициент воды, м³/м³;

W – обводненность продукции скважины, доли ед.

На рисунке 12 изображена история работы скважины 89Р.

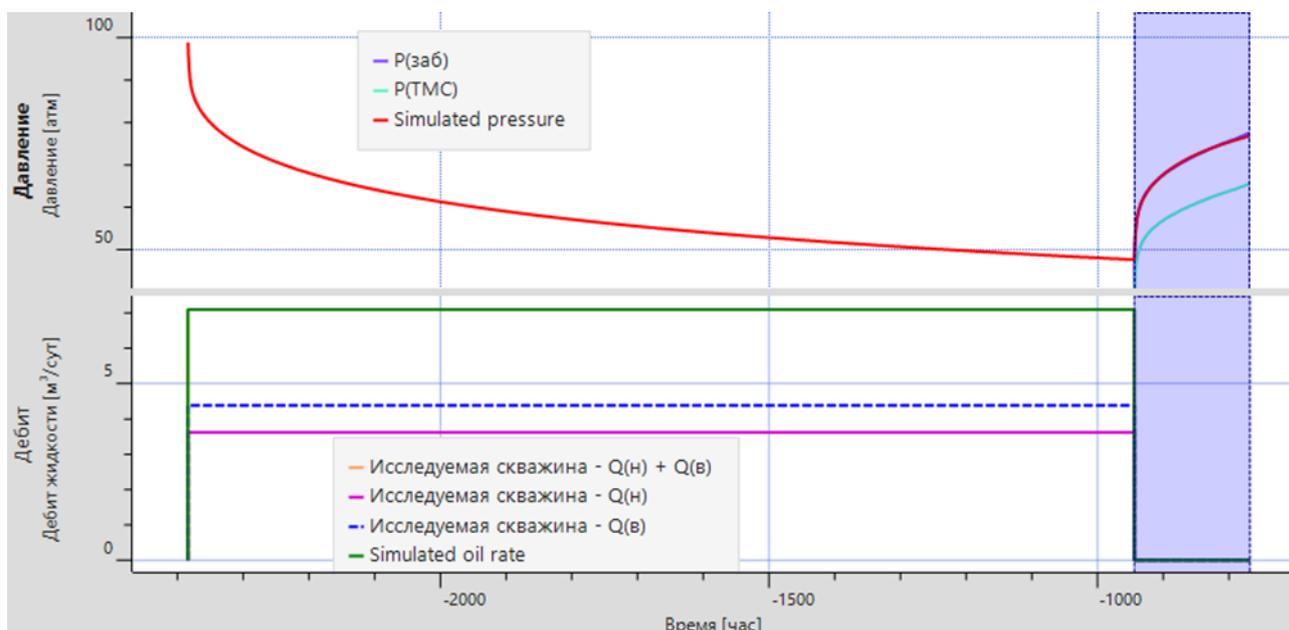


Рисунок 12 – История работы скважины 89Р

Стоит отметить, что кривая забойного давления на время работы скважины синтетическая, рассчитанная моделью. Реальные данные по давлению есть только на период КВД. Это не дает возможности использовать метод деконволюции для данного исследования. Для всех последующих исследований кривые давления на время работы скважины также только синтетические, что не дает использовать деконволюцию для продления периода исследования.

Первичные данные давления получены с помощью ТМС. Они были пересчитаны с отметки установки ТМС на ВДП с учетом наличия трех фаз в интервале между ТМС и ВДП, величин обводненности, давления насыщения и газового фактора. Для пересчета использовались корреляции для расчета потерь давления на трение, вязкости смеси, встроенные в Saphir Karra Engineering.

На рисунке 13 представлена билогарифмическая зависимость разности давления и логарифмической производной давления от времени для скважины 89Р.

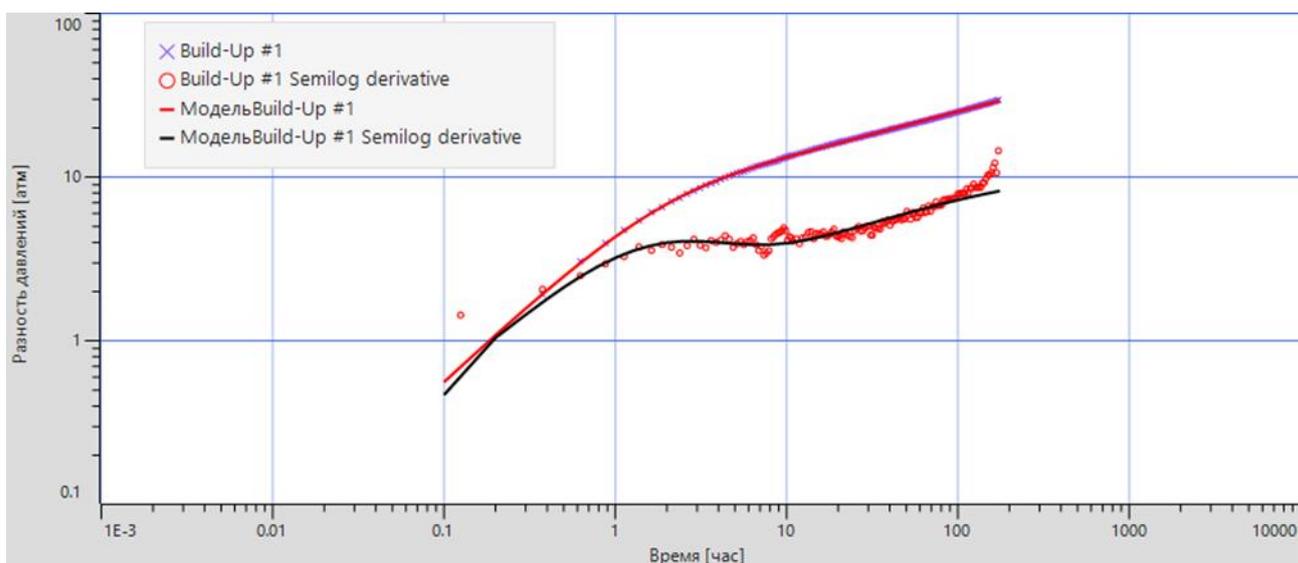


Рисунок 13 – Диагностический график кривой давления скважины 89Р

Для данного исследования была выбрана модель ствола скважины с постоянным коэффициентом ВСС. Длительность исследования составила 176 ч, скважина на псевдорadiaльный приток не вышла – отсутствует участок стабилизации производной давления. Явно проявляется билинейный режим течения в виде прямого участка на производной давления наклоном 1/4 с 14 до 124 ч, что подтверждает правильность выбора модели скважины с трещиной конечной проводимости. Линейный режим не виден. На конечном участке производной наблюдается резкий ее рост. Данное явление может объясняться отжатием динамического уровня ниже ТМС в результате выделения газа из нефти. Также исключено влияние границ или соседних скважин – радиус исследования составил 84 м при половине расстояния до соседней скважины 250 м. Этот участок не характеризует параметры дренируемого скважиной 89Р участка пласта. При интерпретации данный участок не учитывался. Возможно, данный участок повышения производной давления скрыл наступление линейного и радиального притока.

Также на графике не видны признаки нелинейной фильтрации, обусловленные малой проницаемостью – нет участка падения производной. При проницаемости 1,2 мД возможно проявление нелинейной фильтрации при увеличении времени исследования.

На рисунке 14 представлена история работы скважины 1611.

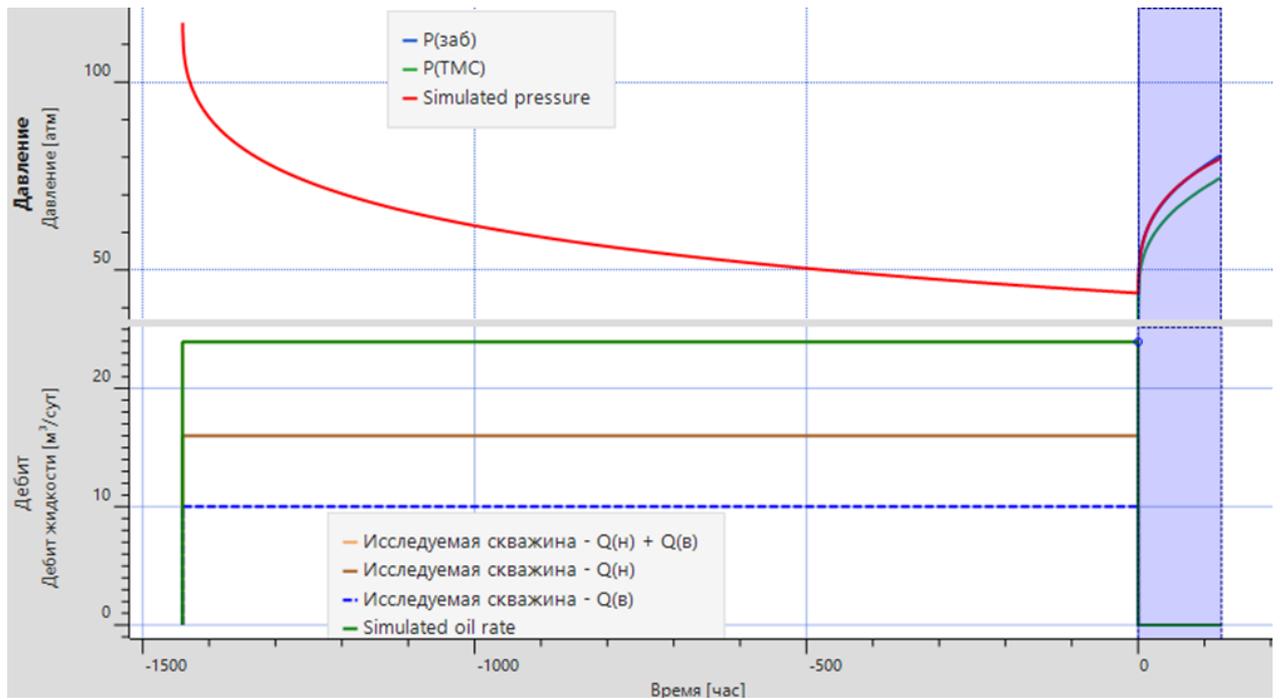


Рисунок 14 – История работы скважины 1611

Продолжительность исследования составила 125 ч.

На рисунке 15 отображен диагностический график исследования скважины 1611.

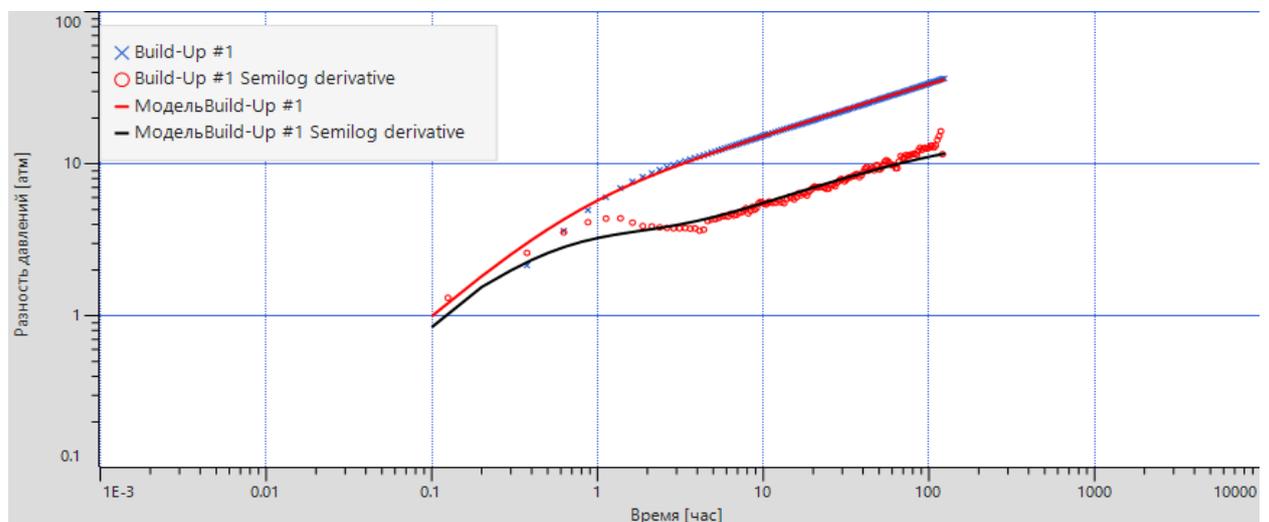


Рисунок 15 – Диагностический график исследования скважины 1611

По логарифмической производной давления видно, что скважина на псевдорadiaльный приток не вышла. В самом конце восстановления давления наблюдается резкий рост производной, что вновь предположительно объясняется переходом раздела нефть-газ через датчик давления. Радиус

исследования составил 171 м – влияние соседних скважин исключено. Признаков нелинейной фильтрации также не наблюдается.

На данном графике также прослеживается влияние ствола скважины и скин-эффекта в течение первых 2 ч исследования. Коэффициент ВСС не меняется со временем.

Из рисунка также видно, что модельная кривая производной на интервале до 4,9 ч не ложится на реальные данные. На интервале 4,3 – 4,9 ч наблюдается резкий скачок производной давления. Вероятно, в данном интервале имеет место ошибка измерений. На начальном времени (до 2,1 ч) реальные данные не зашумлены, однако при лучшем совмещении с данными на этом интервале моделью значительно растет оценка полудлины трещины ГРП – 290 и более, что не может соответствовать действительности. Для данного месторождения характерное значение полудлины трещины ГРП составляет до 100 м.

На рисунке 16 изображена история работы скважины 3104.

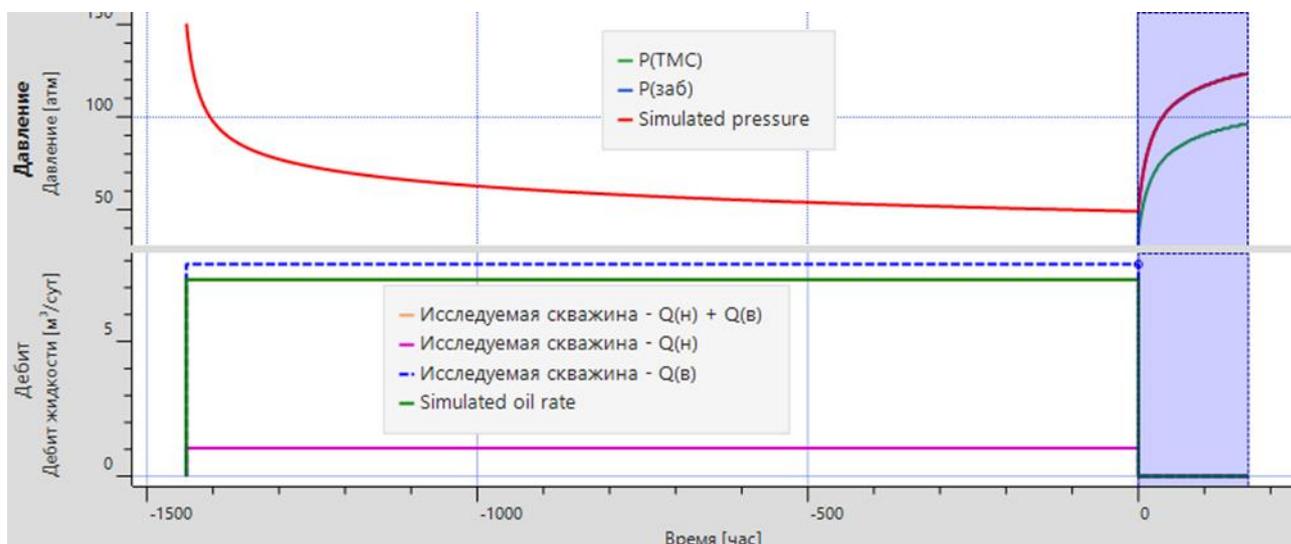


Рисунок 16 – История работы скважины 3104

Продолжительность восстановления давления составила 166 ч.

На рисунке 17 отображен диагностический график восстановления давления скважины 3104.

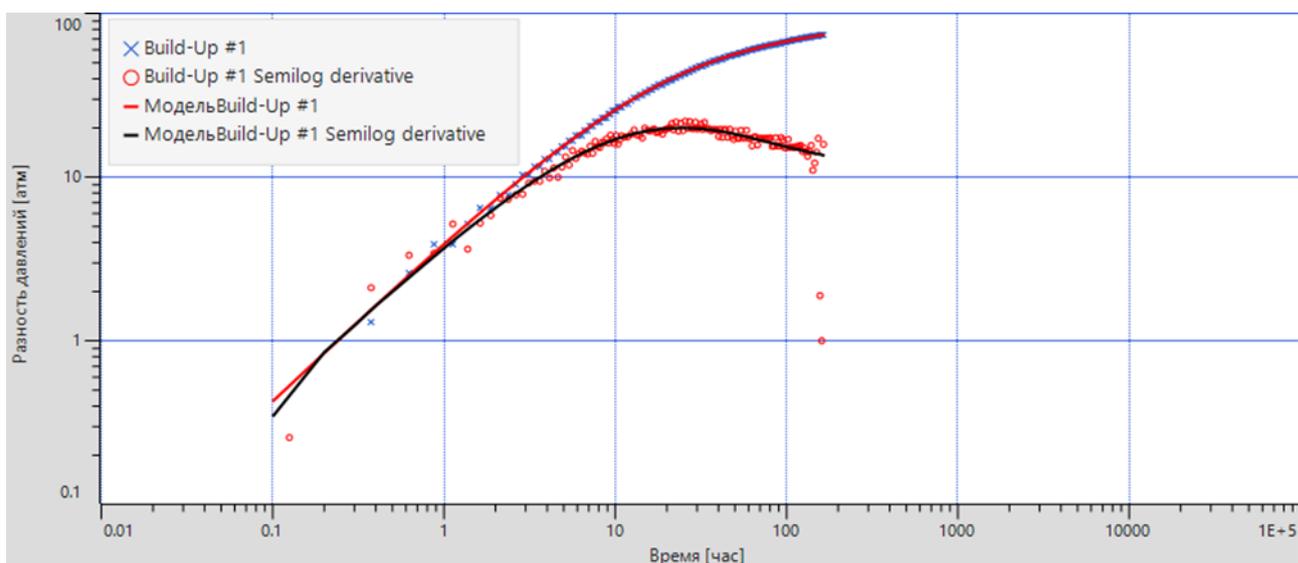


Рисунок 17 – Диагностический график исследования скважины 3104

Для данного исследования характерно постоянное влияние ствола скважины, не зависящее от времени. Также практически все время исследования себя проявляет влияние ствола скважины и скин-фактор. Все режимы течения скрыты этим влиянием. Для интерпретации данного исследования приняли, что производная давления стабилизируется на уровне последних значений (140 ч с начала исследования), т.е. следом за периодом влияния ствола скважины наступает радиальный приток.

Две последние точки производной, имеющие очень низкие значения, возникают при применении «сглаживания».

Также на графике не видны признаки нелинейной фильтрации, обусловленные малой проницаемостью – нет участка падения производной. Радиус исследования составил 74 м. По результатам интерпретации величина проницаемости составила 1,1 мД. Возможно, при увеличении времени исследования проявилась бы нелинейная фильтрация.

На рисунке 18 представлена история работы скважины 3111.

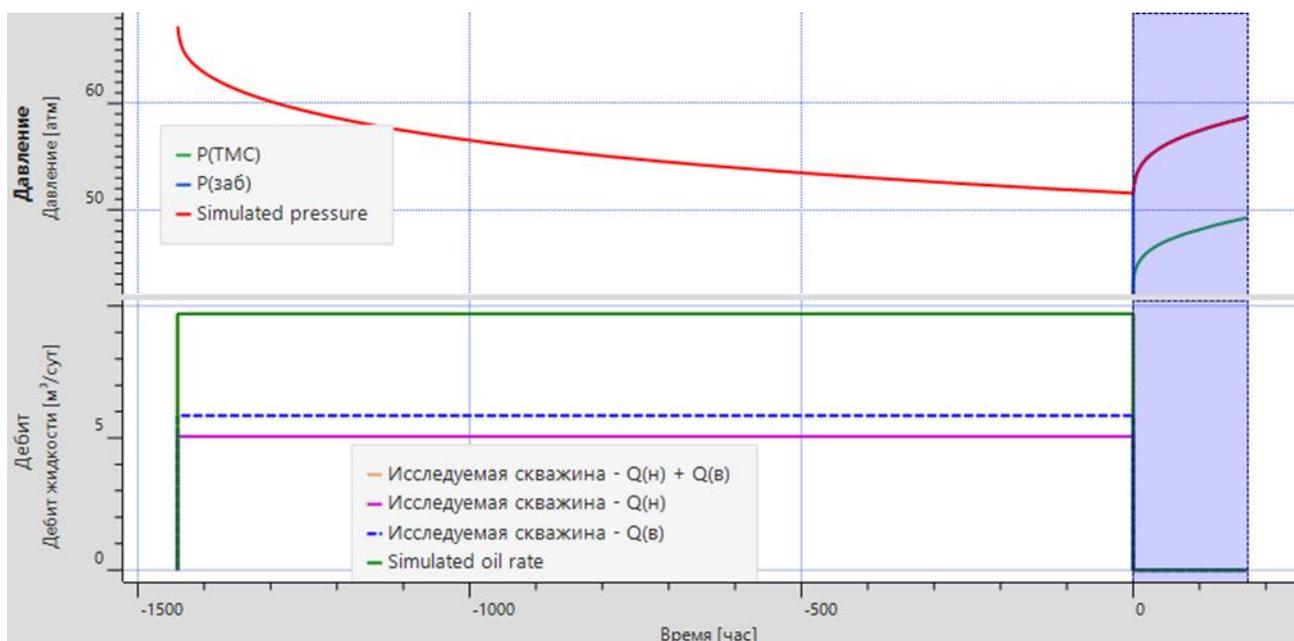


Рисунок 18 – История работы скважины 3111

Продолжительность исследования составила 173 ч.

На рисунке 19 изображен диагностический график исследования скважины 3111.

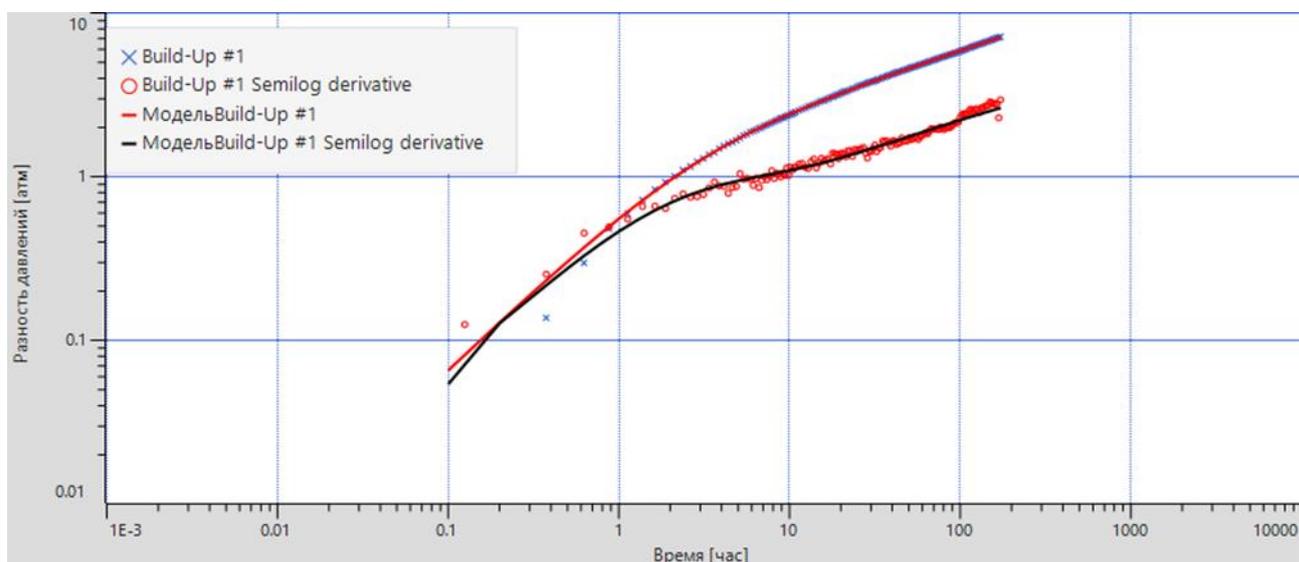


Рисунок 19 – Диагностический график исследования скважины 3111

На графике четко выделяется билинейный (3,5 – 27,9 ч) режим. Линейный режим притока виден нечетко. На псевдорadiaльный приток скважина не вышла. Влияние ствола скважины постоянно.

Также на графике не видны признаки нелинейной фильтрации, обусловленные малой проницаемостью – нет участка падения производной.

Для величины проницаемости 3,0 мД возникновение нелинейной фильтрации нехарактерно. Радиус исследования составил 127 м.

При интерпретации кривых восстановления давления за пластовое давление в случае месторождения на поздних стадиях разработки нельзя принимать p^* – экстраполированное давление по методу Хорнера, т.к. для определения пластового давления по данному методу должно соблюдаться допущение о малом количестве извлеченной нефти за время работы скважины перед остановкой t_p [1]. Также в общем случае нельзя брать за пластовое давление p_i – пластовое давление на момент начала истории работы скважины, т.к. за время работы из зоны дренирования скважиной может извлекаться значительная часть запасов, приходящихся на данную скважину, и пластовое давление может значительно снизиться за время работы.

В общем случае для определения пластового давления необходим учет граничных условий (границы постоянного давления и непроницаемые границы, фиктивные границы, образуемые работой соседних скважин) и начального давления на момент задания истории скважины. Для этого были разработаны методика Хорнера–МВН, а позже и более совершенная методика МДН–Дитца для замкнутых пластов, для смешанных граничных условий и границ постоянного давления – методика Лоренса [24]. Главная их сложность – подбор геометрии пласта и границ к реальным ситуациям, т.к. решения были получены для ограниченного количества достаточно идеализированных случаев. В настоящее время данная задача может решаться с применением численного моделирования, которое позволяет приблизить к реальным, сложным граничным условиям, учет которых невозможен при использовании аналитических моделей [10].

В данной работе ввиду не такой большой длительности истории работы скважин за пластовое давление на момент закрытия скважин на КВД принято пластовое давление на момент задания истории работы p_i , полученное

программой Saphir Kappa Engineering путем моделирования отклика давления на заданную историю работы скважины.

Результаты интерпретации представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты интерпретации кривых восстановления давления

Параметр	Скважина			
	89Р	1611	3104	3111
Проницаемость, мД	1,23	7,02	1,1	3,1
Фазовая проницаемость нефти, мД	0,13	1,05	0,03	0,32
Фазовая проницаемость воды, мД	0,14	0,62	0,21	0,35
Коэффициент продуктивности (факт), м ³ /(сут·атм)	0,14	0,33	0,07	0,62
Полудлина трещины, м	62,36	133,88	4,78	174,63
Проводимость трещины, мД·м	811720	7843	47012	33962
Общий скин-фактор, б/р	-5,29	-6,19	-2,77	-6,54
Геометрический скин-фактор, б/р	-5,65	-6,25	-3,08	-6,65
Механический скин-фактор, б/р	0,36	0,06	0,31	0,11
Пластовое давление на уровне ВДП, атм	98,92	115,80	150,45	67,24
Пластовое давление на уровне ВНК, атм	106,45	122,71	155,93	72,23

Фактический коэффициент продуктивности в данной таблице рассчитан по формуле:

$$K_{\text{прод}} = \frac{q}{p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}}, \quad (12)$$

где q – дебит жидкости, м³/сут;

$p_{\text{пл}}$ – пластовое давление по результатам интерпретации ГДИС, атм;

$p_{\text{заб}}$ – значение забойного давления на момент закрытия скважины на исследование, атм.

Общий скин-фактор является суммой геометрической и механической составляющих. Геометрический скин обусловлен наличием трещины гидроразрыва. Его величина зависит от отношения полудлины трещины к радиусу скважины и от безразмерной проводимости трещины, определяемой по формуле:

$$F_{CD} = \frac{k_f w}{k X_f}, \quad (13)$$

где k_f – проницаемость трещины,

w – ширина трещины,

X_f – полудлина трещины ГРП.

Величина геометрического скин-фактора тем меньше, чем выше безразмерная проводимость трещины и больше отношение полудлины трещины к радиусу скважины.

Общий скин-фактор определяется при помощи диагностического графика. Механическая составляющая вычисляется как разность общего и геометрического скин-факторов.

Пластовое давление было пересчитано на ВДП по градиенту давления в скважине и на ВНК по пластовому градиенту давления [10].

Часть из определенных по ГДИС значений параметров нельзя назвать достоверными. Например, для скважины 89Р величина проводимости трещины ГРП F_C практически не влияет на вид производной давления (рисунок 20).

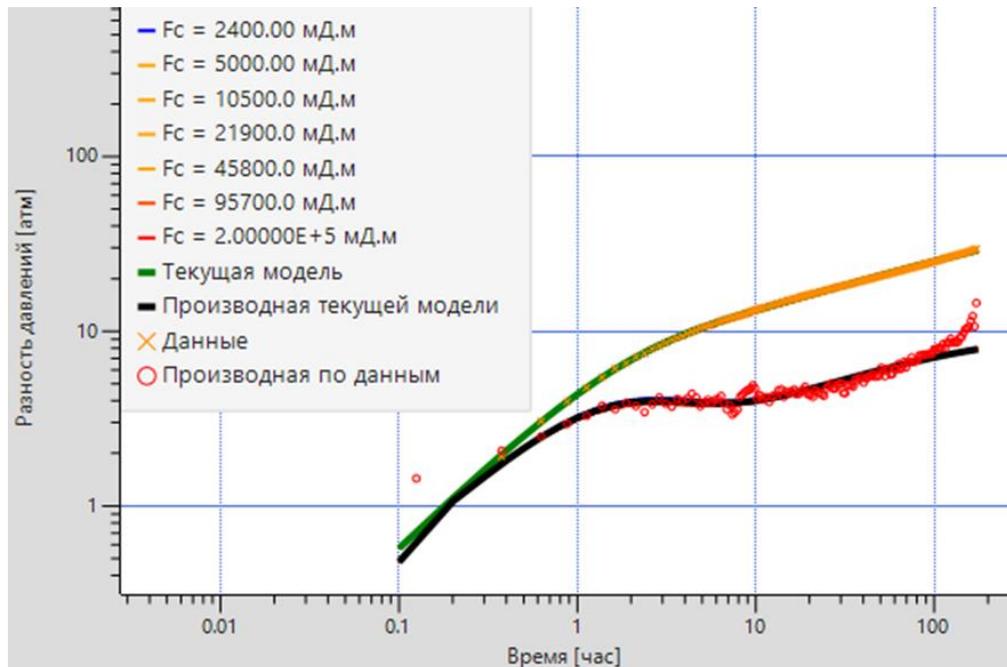


Рисунок 20 – Чувствительность производной давления к проводимости трещины для скважины 89Р при неизменном значении остальных параметров

Из рисунка видно, что модель производной практически не меняется при изменении проводимости трещины с 2400 до 200000 мД·м. Это связано с видом зависимости давления при билинейном режиме течения от безразмерной

проводимости скважины F_{CD} – при больших значениях F_{CD} изменение проводимости трещины F_C практически не влияет на изменение давления на забое. По схожей причине нельзя назвать достоверным определение проводимости трещины для скважины 3104.

Ни одна из исследуемых скважин не вышла на радиальный приток. Поэтому для всех исследуемых скважин проницаемость и скин-фактор определены на вероятностном уровне.

Из результатов интерпретации видно, что коллектор относится к IV-V классам по классификации А. А. Ханина – проницаемость соответствует значениям V класса, но по пористости (таблица 7) коллектор можно отнести к IV классу. Данный коллектор характеризуется пониженными и низкими значениями проницаемости. Также данный коллектор относится к 6 – 8 классам коллекторов по продуктивности [25], т.е. к коллекторам с пониженной, низкой и ультранизкой продуктивностью.

3.5 Регулирование процесса разработки месторождения «Х»

Регулирование разработки месторождения – поддержание и изменение условий эксплуатации продуктивных пластов в рамках действующих проектных документов, направленное на достижение максимально возможных технологических и экономических показателей разработки [26]. Также регулирование разработки можно рассматривать с точки зрения приведения фактических показателей разработки к проектным в случае их расхождения.

Выделяют две группы методов регулирования разработки. К первой группе относятся методы, не изменяющие систему разработки. Их также называют технологическими. В их число входят:

- изменение режимов работы эксплуатационных скважин;
- форсированный отбор жидкости;
- циклическое заводнение;
- воздействие на ПЗП, общее и поинтервальное;
- водоизоляционные работы.

Ко второй группе методов, связанным с частичным изменением системы разработки, относятся [27]:

- применение очагового заводнения;
- уплотнение сетки скважин;
- укрупнение или разукрупнение объекта разработки.

Проводится регулирование разработки на основе результатов контроля за разработкой. Основными материалами, служащими для регулирования разработки месторождения, являются карты текущего состояния разработки и карты изобар [28]. Одним из источников данных для составления карты изобар являются ГДИС, что обуславливает их важность в вопросе регулирования разработки. Однако одних результатов ГДИС для регулирования разработки недостаточно.

На рисунке 21 представлен участок карты текущего состояния разработки в районе скважины 89Р (40 КП) на 01.07.2021.

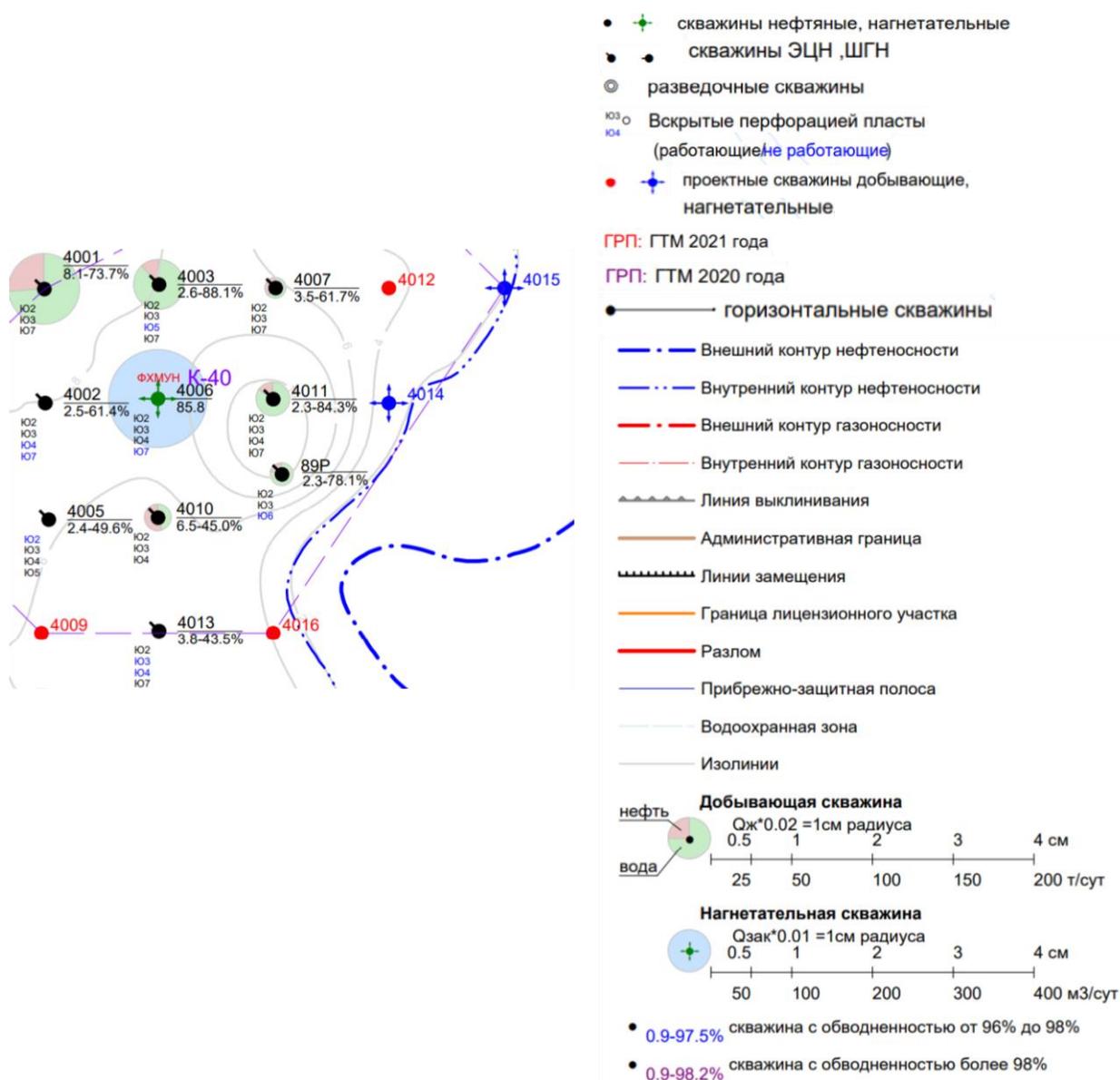


Рисунок 21 – Участок карты текущего состояния разработки в районе скважины 89P на 01.07.2021. Масштаб 1:25 000

Из рисунка 18 следует, что скважина 89P имеет дебит 0,5 т/сут по нефти, что соответствует одному из условий выбытия из эксплуатации добывающих скважин. За 6 месяцев дебит по жидкости упал для всех скважин, кроме скважин 4005 и 4007. Приёмистость скважины 4006 упала с 104,4 до 85,8 м³/сут. Обводненность значительно изменилась только для скважин 4007 (с 77,9 до 61,7 %), 89P (с 66,6 до 78,1 %), 4005 и 4010 (значение упало на 25 и 20 % соответственно).

На рисунке 22 изображен участок карты изобар в районе скважины 89P на 01.07.2021.

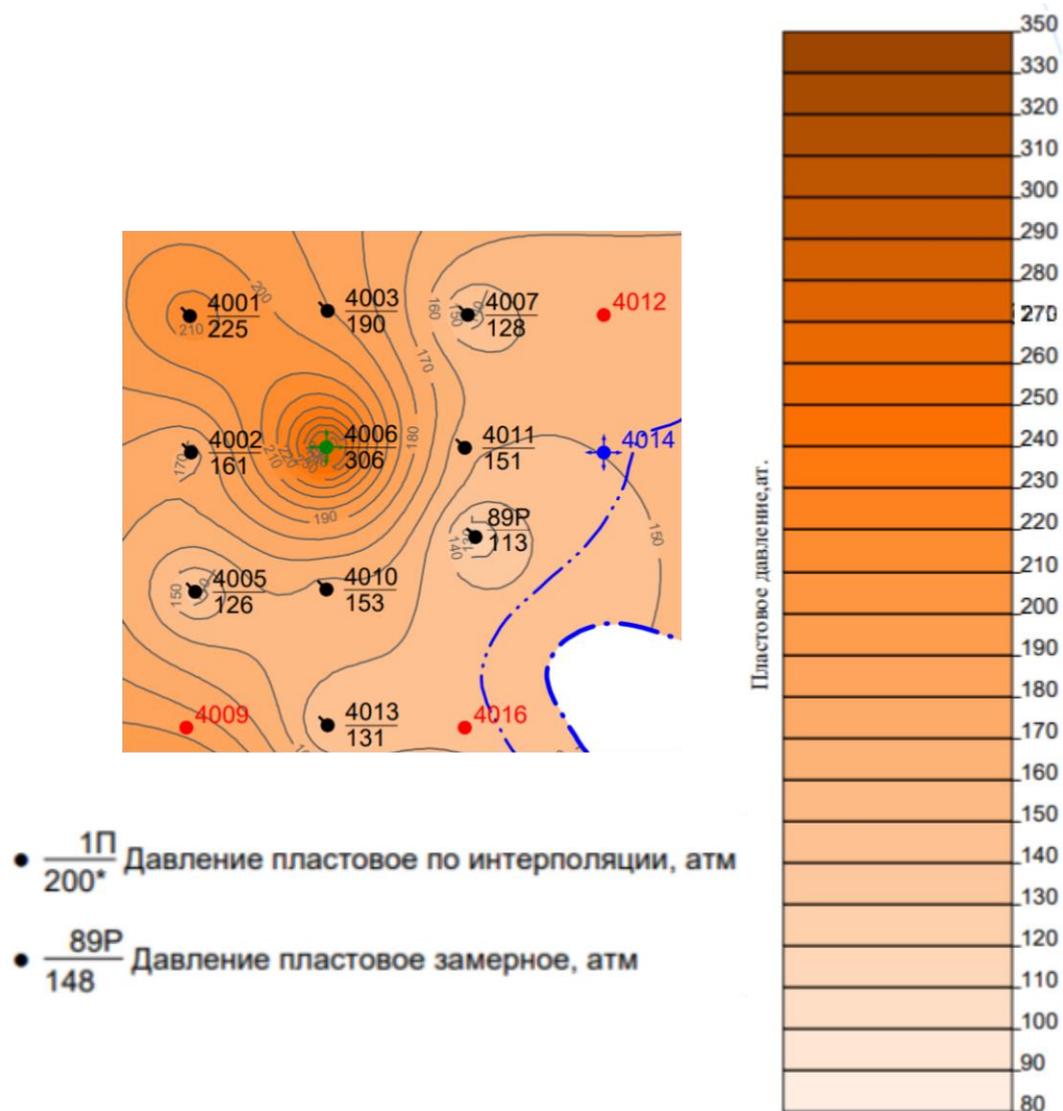


Рисунок 22 – Участок карты изобар в районе скважины 89P на 01.07.2021.

Масштаб 1:25 000

Из рисунка видно, что скважина 4001 имеет пластовое давление больше начального, равного 213 атм. Нагнетательная скважина 4006 характеризуется высоким забойным давлением в 306 атм. Величины динамического пластового давления для большинства скважин остались неизменны с 01.01.2021, кроме скважины 4007 (возросло со 104 до 128 атм) и 89P (упало со 148 до 113 атм).

Согласно проектному документу планировался перевод скважины 89P в нагнетательную. По причине упавшего пластового давления и дебита по нефти, соответствующего выбытию из эксплуатации, рекомендуется перевести скважину 89P в нагнетательную согласно проектному документу.

На рисунке 23 изображен участок карты текущего состояния разработки в районе скважины 1611 (16 КП) на 01.07.2021.

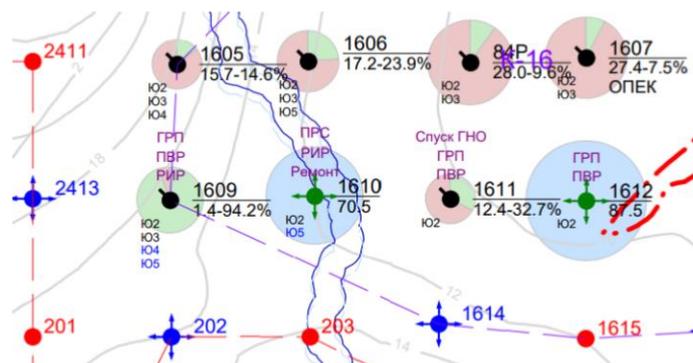


Рисунок 23 – Участок карты текущего состояния разработки в районе скважины 1611 на 01.07.2021. Масштаб 1:25 000

Из рисунка видно, что обводненность продукции по скважинам на данном участке не превышает 32,7 % за исключением продукции скважины 1609 с показателем в 94,2 %. Скважина 1609 имеет дебит нефти всего 0,08 т/сут. При этом в 2020 году на данной скважине проводились ремонтно-изоляционные работы. На 01.01.2021 скважина 1609 имела дебит по жидкости 2,9 т/сут с обводненностью 85,7 %, дебит нефти 0,41 т/сут. Значительных изменений по дебиту или обводненности за 6 месяцев за исключением скважины 1609 нет.

На рисунке 24 представлен участок карты изобар в районе скважины 1611 на 01.07.2021.

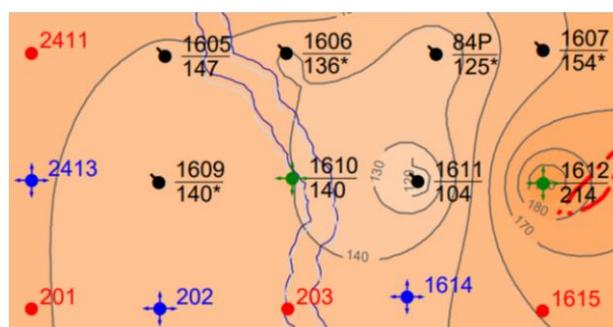


Рисунок 24 – Участок карты изобар в районе скважины 1611 на 01.07.2021. Масштаб 1:25 000

Из рисунка следует, что нагнетательная скважина 1610 имеет низкое забойное давление в 140 атм при том, что пластовое давление добывающей

скважины 1605 равно 147 атм. За шесть месяцев с 01.01.2021 у скважины 1609 пластово давление упало со 159 до 140 атм, у скважины 1611 – со 170 до 104 атм, 1606 – со 184 до 136 атм, 84Р – со 170 до 125 атм, 1607 – со 172 до 154 атм. Не изменилось пластовое давление для скважины 1605 – 147 атм. Забойное давление нагнетательных скважин 1610 и 1612 также не изменилось.

Рекомендуется повысить забойное давление скважины 1610 по причине снижения пластового давления в зоне отбора в районе скважин 1609 и 1611.

По динамике изменения дебита по нефти и обводненности за 6 месяцев на скважине 1609 видно, что ремонтно-изоляционные работы не дали результата. Рекомендуется рассмотреть возможность повторного проведения РИР, зарезки бокового ствола или вовсе консервации скважины.

На рисунке 25 изображен участок карты текущего состояния разработки в районе скважин 3104 и 3111 (31 КП) на 01.07.2021.

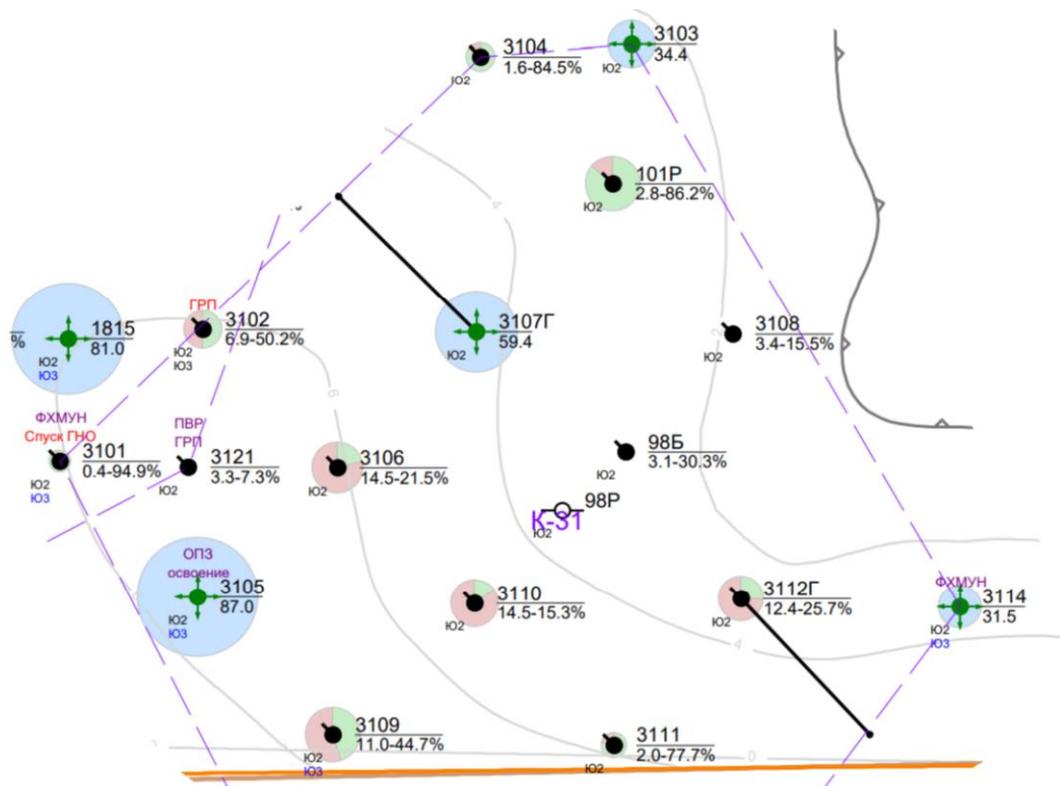


Рисунок 25 – Участок карты текущего состояния разработки в районе скважин 3104 и 3111 на 01.07.2021. Масштаб 1:25 000

Из рисунка видно, что на данной кустовой площадке имеется одна «проблемная» скважина – 3101. После применения одного из физико-

химических методов увеличения нефтеотдачи скважина практически не дает нефть – 0,02 т/сут. Данная скважина запущена в период с 01.01.2021 по 01.07.21. Для скважины 98Б в этот период дебит жидкости упал с 3,6 до 3,1 т/сут, при этом обводненность возросла на 10 % с 20,3 до 30,3 %. Также незначительно упал дебит жидкости для скважины 3121 – с 4,0 до 3,3 т/сут, но при этом обводненность уменьшилась с 23,9 до 7,3 %. Значительно дебит по жидкости упал только для скважины 3110 – с 23,9 до 14,5 т/сут при практически неизменной обводненности. Для остальных скважин дебит по жидкости либо не изменился, либо возрос, но не более чем на 1,2 т/сут. Из таких скважин значительный рост обводненности продемонстрировала только скважина 3109 – с 10,1 до 44,7 %. Значительно уменьшилась приемистость нагнетательных скважин 3103 (с 55,6 до 34,4 м³/сут) и 3114 (с 97,6 до 31,5 м³/сут). Выросла приемистость только у скважины 1815 – с 73,7 до 81,0 м³/сут).

На рисунке 26 представлен участок карты изобар в районе скважин 3104 и 3111 на 01.07.2021.

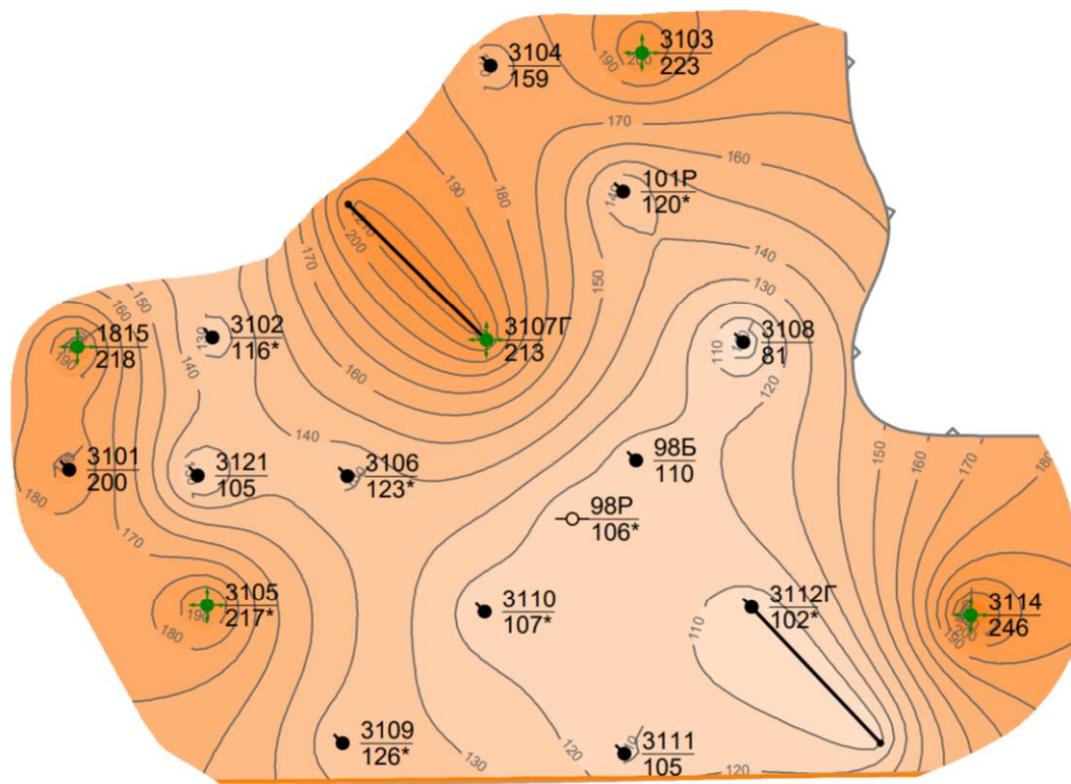


Рисунок 26 – Участок карты изобар в районе скважин 3104 и 3111 на 01.07.2021. Масштаб 1:25 000

Из рисунка видно, у скважины 3108 низкое пластовое давление – 81 атм. В целом по зоне отбора на данном участке на данном участке пластовое давление низкое, однако оно стабильно – за 6 месяцев с 01.01.2021 ни в одной скважине нет значительного падения, для скважины 3106 произошел рост показателя со 108 до 123 атм. Показатели давления для нагнетательных скважин практически не изменились кроме скважины 3105 – для нее давление упало с 255 до 217 атм, скважин 3103 и 3114 – для них падение давления составило по 40 атм.

Возможно, приемистость нагнетательных скважин 3103 и 3114 была снижена потому, что пониженного значения данного показателя достаточно для поддержания пластового давления.

Также возможно, что резкий рост обводненности для скважины 3109 вызван прорывом воды, нагнетаемой в скважине 3105 или перетоком из другого пласта. Рекомендуется рассмотреть причины резкого обводнения скважины 3109 и возможность производства ремонтно-изоляционных работ.

Для скважины 3104 по ГДИС ультранизкая продуктивность – 0,07 м³/(сут·атм) и крайне низкая фазовая проницаемость нефти – 0,03 мД. Однако динамика дебита нефти и обводненности для нее положительная, поэтому не рекомендуется проводить какие-либо ГТМ на этой скважине.

Судя по дебиту нефти скважины 3104 (0,248 т/сут), фазовая проницаемость для нефти для скважины 3104 занижена. Это, как уже упоминалось выше, объясняется недостаточной для выхода на радиальный приток длительностью исследования.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Ямцуну Михаилу Юрьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых, энергетических, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Анализ конкурентных технических решений (НИ)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	Расчет бюджетной стоимости НИ
Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	Интегральный финансовый показатель Интегральный показатель ресурсоэффективности Интегральный показатель эффективности

Перечень графического материала

Оценка конкурентоспособности ИП Матрица SWOT Диаграмма Ганта Бюджет НИ Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Ямцун Михаил Юрьевич		

падения давления (КПД) и исследование методом установившихся отборов (МУО).

Детальный анализ необходим, т.к. каждый тип исследования имеет свои достоинства и недостатки. Сравнение показано в таблице 9.

Таблица 9 – Сравнение конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _{КВД}	Б _{КПД}	Б _{МУО}	К _{КВД}	К _{КПД}	К _{МУО}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Простота проведения исследования	0,15	5	3	2	0,75	0,45	0,3
2. Достоверность	0,20	5	5	5	1	1	1
3. Количество определяемых параметров	0,18	5	5	3	0,9	0,9	0,54
4. Простота интерпретации	0,07	4	4	5	0,28	0,28	0,35
5. Время проведения исследования	0,05	5	5	2	0,25	0,25	0,1
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Потери в добыче нефти	0,18	3	3	5	0,54	0,54	0,9
2. Стоимость интерпретации	0,05	3	3	5	0,15	0,15	0,25
3. Конкурентоспособность	0,12	5	5	5	0,6	0,6	0,6
Итого	1,00	35	33	32	4,47	4,17	4,04

Расчёт конкурентоспособности технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (14)$$

где K – конкурентоспособность технологии;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл -го показателя.

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что использование КВД является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

4.1.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследования, а также его возможностей и угроз.

На первом этапе составляется матрица SWOT, в которой описаны слабые и сильные стороны проекта, выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Большое число параметров, определяемое КВД	Сл1. Большие потери в добыче
С2. Наиболее достоверно для некоторых параметров	Сл2. Большое значение человеческого фактора
С3. Большой выбор программ для интерпретации	Сл3. Высокие требования к точности данных
Возможности	Угрозы
В1. Большая востребованность в проведении исследования на КВД	У1. Исследования, определяющие параметры, недоступные для КВД
В2. Широкое распространение термоманометрических систем	У2. Геолого-физические условия, затрудняющие использование КВД
В3. Распространение отечественных программ для интерпретации	У3. Реализация новых, более совершенных исследований
В4. Совершенствование методов интерпретации	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны технологии				
Возможности технологии		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	-	+	+
	B4	+	-	-
Результат	B1C1C2C3; B3C2C3; B4C1			
Угрозы технологии	У1	-	+	-
	У2	+	-	-

Продолжение таблицы 11

	У3	-	-	-
Результат	У1С2; У2С1			
Слабые стороны технологии				
Возможности технологии		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	+	+
	В2	-	-	+
	В3	-	-	-
	В4	-	-	-
Результат	В1Сл1Сл2Сл3; В2Сл3			
Угрозы технологии	У1	-	-	-
	У2	+	-	-
	У3	+	+	+
Результат	У2Сл1; У3Сл1Сл2Сл3			

Из данной таблицы видно, что у технологии исследования пласта с применением КВД больше преимуществ, чем недостатков. Это обуславливает эффективность и актуальность применения таких исследований. Наибольшей слабостью технологии является требование к высокой точности данных, однако в последнее время датчики давления высокой точности имеют широкое распространение. Наибольшая угроза – появление новых технологий – маловероятна.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данной работе использован метод линейного планирования и управления.

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Выбор темы и подготовка материала для исследования	Научный руководитель
	Календарное планирование выполнения ВКР	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	Обзор научной литературы	Инженер
	Выбор методов исследования	Инженер, научный руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	Проведение исследования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Анализ и применение результатов	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	Составление пояснительной записки и презентации	Инженер

Данная таблица дает информацию о структуре проделанных работ в рамках данного исследования.

4.2.2 Определение трудоемкости, разработка плана-графика

В данной работе использован метод линейного планирования и управления.

При проведении исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (15)$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни.

Продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (16)$$

где $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Перевод длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни использована формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (17)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения -й работы в календарных днях;

$k_{\text{кал}}$ – календарный коэффициент, равный 1,48.

Структура исследования и расчет временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 13.

Таблица 13 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	$t_{\min i}$, чел-дни		$t_{\max i}$, чел-дни		$t_{ожі}$, чел-дни			
	Рук.	Инж	Рук.	Инж	Рук.	Инж		
Выбор темы и подготовка материала для исследования	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
Календарное планирование выполнения ВКР	1	1	2	2	1,4	1,4	1,4	2
Обзор научной литературы	-	15	-	25	-	19	19	28
Выбор методов исследования	1	1	2	2	1,4	1,4	1,4	2
Проведение исследования	-	2	-	3	-	2,4	2,4	4
Анализ и применение результатов	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
Составление пояснительной записки и презентации	-	20	-	30	-	24	24	36
Итого	4	42	8	67	5,6	52	54,8	81

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения

проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 14).

Таблица 14 – Диаграмма Ганта

Вид работ	Исп.	T _{кп} , кал. дни	Продолжительность работ											
			март			апр			май					
			1	2	3	1	2	3	1	2	3			
Выбор темы и подготовка материала для исследования	Рук.	4	■											
Календарное планирование выполнения ВКР	Рук. Инж.	2	■ ■											
Обзор научной литературы	Инж.	28		■										
Выбор методов исследования	Рук. Инж.	2					■ ■							
Проведение исследования	Инж.	4						■						
Анализ и применение результатов	Инж.	6							■					
Составление пояснительной записки и презентации	Инж.	36								■				

■ – научный руководитель, ■ – инженер

Из таблицы видно, что большую часть работы выполняет инженер, суммарное время выполнения работы – 81 календарный день.

4.3 Бюджет исследования

4.3.1 Расчет материальных затрат исследования

Исследование теоретическое, поэтому в качестве материалов рассматриваются канцелярские принадлежности. Стоимость материальных ресурсов определена в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Структура материальных затрат представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Комплекс канцелярских принадлежностей, шт.	340	1	340
Картридж для лазерного принтера, шт.	4900	1	4900
Бумага, пачки	1356	1	1356
Итого:			6596

4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

При выполнении работы использовался ПЭВМ – Acer Nitro Five. Срок полезного использования данного ноутбука по паспорту составляет 3 года. Также использовалась программа Kappa Engineering Saphir. Срок действия лицензии – 1 год.

Расчет амортизации проводится следующим образом.

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (18)$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A I}{365} \cdot t, \quad (19)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

t – время использования, календарные дни.

Результаты расчета амортизации специального оборудования представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, кал. дни.	H_A , %	Цена оборудования, тыс. руб.	Амортизация, тыс. руб.
ПЭВМ Acer Nitro Five	1	3	80	33,3	50000	3,649
Лицензия на Kappa Engineering Saphir	1	1	80	100	1440000	315,616
Итого					319,266 тыс. руб.	

4.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей

ТЕМЫ

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (20)$$

где $Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата, руб;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (21)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени, раб. дни;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года, для шестидневной рабочей недели $M = 10,3$.

Инженер и научный руководитель работают по шестидневной рабочей неделе.

Должностной оклад работника за месяц вычисляется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (22)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата согласно тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

В таблице 17 представлен баланс рабочего времени исполнителей.

Таблица 17 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные дни)	52/14	52/14
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	48/5	48/5
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (23)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы. равен 0,15.

Результаты расчета основной и дополнительной заработной платы исполнителей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчет основной и дополнительной заработной платы исполнителей

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб. дни	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.
Руководитель	33664	0,3	0,2	1,3	0,15	65645	2749	5,6	15392	2309
Инженер	26300	0,3	0,2	1,3	0,15	51285	2147	51	111660	16749
Итого									127051	19058

4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (24)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет 30 % в 2022 году (ст. 425 НК РФ).

В таблице 19 представлены результаты расчета отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$k_{\text{внеб}}$	$Z_{\text{внеб}}$, руб.
Руководитель	15392	2309	0,3	5310
Инженер	109512	16427	0,3	38523
Итого				43833

4.3.5 Накладные расходы. Формирование бюджета исследования

Накладные расходы включают в себя расходы на печать материалов исследования, оплату услуг связи и т.д.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = Z_{\text{сумм}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (25)$$

где $Z_{\text{сумм}}$ – суммарные затраты на исследование за исключением накладных: материальные расходы, амортизация, основная и дополнительная заработная плата, внебюджетные отчисления, руб;

$k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равен 0,2.

В амортизационные расходы были включены расходы на амортизацию покупки лицензии программы Karra Engineering Saphir. В расчете накладных расходов затраты на амортизацию данной лицензии не будут учтены.

Полная плановая себестоимость исследования сведена в таблицу 20.

Таблица 20 – Бюджет исследования

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты	6,596
Затраты на специальное оборудование	319,266
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	127,051
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	19,058
Отчисления во внебюджетные фонды	43,833
Накладные расходы	40,038
Бюджет затрат исследования	555,841

Из таблицы видно, что суммарные затраты на исследование – 555841 руб. Большую часть их составляет амортизация лицензии Karra Engineering Saphir и основная заработная плата исполнителей.

4.4 Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (26)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель технологии;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения технологии.

Затраты, рассчитанные выше, – 555,841 тыс. руб., затраты на такое же исследование исполнителями другого университета – 559,784 тыс. руб., затраты на исследование с другой программой – 561,237 тыс. руб.

Результаты расчета интегрального показателя финансовой эффективности представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет интегрального показателя финансовой эффективности

Вариант исследования	Затраты, тыс. руб.	$I_{финр}^{исп.i}$
Текущий вариант	555,841	0,990
Исполнение 2	559,784	0,997
Исполнение 3	561,237	1,000

Из таблицы видно, что текущий вариант исполнения немного превосходит аналоги по финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения исследования определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 22).

Таблица 22 – Вычисление интегрального показателя ресурсоэффективности

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
Достоверность результатов	0,3	5	5	5
Комплексность исследования	0,2	5	4	5
Скорость исследования	0,2	5	3	4
Широкий спектр рекомендаций в результате исследования	0,3	4	4	4
Значение интегрального показателя ресурсоэффективности	-	4,7	4,1	4,5

Интегральный показатель ресурсоэффективности вычислен по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (27)$$

где a_i – весовой коэффициент -го варианта исполнения технологии;

b_i – бальная оценка -го варианта исполнения технологии.

Из таблицы видно, что текущий вариант исполнения немного превосходит аналоги и по ресурсоэффективности.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется по формуле:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп}i}}{I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}}. \quad (28)$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта исследования сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 23).

Таблица 23 – Сравнительная эффективность вариантов исследования

Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,990	0,997	1,000
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	4,1	4,5
Интегральный показатель эффективности	4,78	4,11	4,50
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,86	0,94

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения исследования оказался наиболее эффективным по всем рассматриваемым показателям.

Вывод:

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации исследования как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 81 календарный день; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 77 календарных дней;

общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 8 календарных дней.

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 555,841 тыс. руб.

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,990, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,7 по сравнению с 4,1 и 4,5;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,78, что по сравнению с 4,11 и 4,50 является наиболее высоким значением. Это означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Г		ФИО Ямцуну Михаилу Юрьевичу	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ результатов гидродинамических исследований низкопроницаемых коллекторов при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении «Х» (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: гидродинамические исследования низкопроницаемых коллекторов при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении «Х» (ХМАО).</p> <p>Область применения: проведение гидродинамических исследований на нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых месторождениях</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Климатическая зона: особая</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: станция управления, фонтанная арматура, станок-качалка</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: отключение электродвигателя со станции управления, закрытие и открытие задвижек на фонтанной арматуре</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 14. Защита персональных данных работника; 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности; 4. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов; – Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов. 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Подвижные части производственного оборудования. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; 3. Производственные факторы, связанные с

	<p>чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;</p> <p>4. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</p> <p>5. Повышенный уровень локальной вибрации.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: Заземления, плакаты, каска, защитные очки, спецодежда, спецобувь, наушники.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы нефтью при разгерметизации выкидных линий, устьевой арматуры</p> <p>Воздействие на гидросферу: утечка нефти в поверхностные воды</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение углеводородного газа из устьевой арматуры</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: разливы нефти в результате разгерметизации оборудования; взрыв и пожар</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв и пожар</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Ямцун Михаил Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Вне зависимости от способа разработки месторождений, фазового состояния углеводородов использование ГДИС необходимо в процессе разработки месторождений.

Важность и актуальность использования ГДИС определяется необходимостью контроля процесса разработки любого месторождения углеводородов, в частности нефтяного месторождения «Х». На основании контроля за разработкой, в том числе гидродинамического, принимаются решения, обеспечивающие максимальное извлечение углеводородов и наиболее рациональное использование недр. Особенно это актуально в сложных условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов, характеризующимися низкими коэффициентами извлечения нефти. Для этого нужно решить проблему получения актуальных характеристик системы «скважина-пласт», на что и направлены ГДИС.

Рабочая зона представляет собой кустовую площадку в полевых условиях. На ней расположено следующее оборудование, которое может использоваться для ГДИС: станции управления, устьевая арматура, станки-качалки.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Большинство месторождений нефти удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя, поэтому для работников преобладает вахтовый метод работы. Особенности работы вахтовым методом отображены в главе 47 ТК РФ.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междуменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до

трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации [29].

При принятии решений, затрагивающих интересы работника, работодатель не имеет права основываться на персональных данных работника, полученных исключительно в результате их автоматизированной обработки или электронного получения [30].

Размещение технологического оборудования и запорной арматуры на кустовых площадках должно обеспечивать удобство и безопасность их эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ [31]. Оборудование на кустовой площадке имеет органы управления: задвижки на устьевых арматурах; клавиши, тумблеры на станциях управления. Конструкция органов управления должна учитывать требуемую точность и скорость движений при осуществлении управления, а также частоту использования органа управления; допустимые динамические и статические нагрузки на двигательный аппарат человека; антропометрические характеристики двигательного аппарата человека; необходимость быстрого распознавания органов управления, формирования и закрепления навыков по управлению [32].

5.2 Производственная безопасность

Работы по проведению ГДИС ведутся на кустовых площадках операторами добычи нефти и газа. Во время проведения ГДИС оператор взаимодействует со станцией управления, фонтанной арматурой.

Находясь на кустовой площадке, работник постоянно подвержен влиянию вредных и опасных факторов. Классифицируются они согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [33]. Вредные и опасные факторы, которым работник подвергается на кустовой площадке, а также нормативные документы, регламентирующие действие этих факторов, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на кустовой площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [34]. ПУЭ, 7-е издание, п.7.3.44 [35].
Подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [36]. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные [37].
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [38].
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	МР 2.2.7.2129-06. Физиология труда и эргономика [39] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [40].
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [41].
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [42]. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний [43].
Повышенный уровень локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [44].

5.2.1 Анализ опасных производственных факторов

5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током

При проведении ГДИС на кустовой площадке главный источник поражения электрическим током – площадка для размещения НЭО с находящимися на ней СУ, трансформатором. Напрямую оператор взаимодействует только со станцией управления, однако причиной поражения током может стать и трансформатор. Также возможно поражение током по причине неисправной изоляции погружного кабеля.

В результате поражения током могут наблюдаться нарушения деятельности сердечно-сосудистой системы, дыхания, нервной системы, электроожоги. Возможен летальный исход.

Для защиты от поражения электрическим током основным средством является изоляция проводников. Также согласно ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [34] как техническое средство, применяемое дополнительно, используется защитное заземление. СУ и трансформатор, закрепленные на площадке для размещения НЭО, должны быть заземлены на саму площадку, площадка должна иметь заземляющий проводник «на землю». Все эти заземления должны иметь установленное сопротивление, маркироваться специальным знаком согласно ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Погружной кабель имеет, помимо изоляции, металлическую броню, при помощи которой заземляется на устьевую арматуру.

При условии прохождения обучения безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках и проверки знаний правил работы в электроустановках в объеме II группы (до 1000 В) или III группы (свыше 1000 В) по электробезопасности операторы допускаются к работе на электроустановках.

Согласно ПУЭ п.7.3.44, взрывозащищенное оборудование требуется устанавливать только в пределах 3 м от устья скважин. Все НЭО расположено дальше 3 м от устья, поэтому выполнено не во взрывозащищенном исполнении [35].

5.2.1.2 Подвижные части производственного оборудования

Травмы, вызванные подвижными частями и механизмами оборудования, могут являться следствием неисправности подвижных частей, отсутствия необходимых крепежных элементов.

Должно быть исключено падение и выбрасывание подвижных частей оборудования при прекращении, а затем восстановлении электроснабжения. Также конструкция производственного оборудования должна исключать

самопроизвольное ослабление или разъединение креплений сборочных единиц и деталей, а также исключать перемещение подвижных частей за пределы, предусмотренные конструкцией, если это может повлечь за собой создание опасной ситуации согласно ГОСТ 12.2.003-91 [36].

Для защиты также используют специальные ограждения. Например, ограждение применяется для защиты от подвижных частей станка-качалки. Такое ограждение должно соответствовать ГОСТ 12.2.062-81 [37]. Устанавливают их так, чтобы полностью исключить доступ человека в зону опасности. Необходимо соблюдать все требования при их устройстве. Работа категорически запрещается при неисправных ограждениях.

Обязательно применение СИЗ, в частности защитных очков и касок.

5.2.2 Анализ вредных производственных факторов

5.2.2.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Работа оператором добычи нефти и газа по проведению ГДИС может проводиться в ночное время.

На кустовых площадках используются осветительные мачты. Высота их установки, световой поток должны соответствовать СП 52.13330.2016 [38]. Дисплеи СУ имеют подсветку.

В дневное время мер по предотвращению данного вредного фактора не принимается.

5.2.2.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к ухудшению самочувствия работника.

Нормативными документами освещается тема неблагоприятного влияния на работу низких температур. Допустимая продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории для

«особой» климатической зоны представлено в МР 2.2.7.2129-06 [39] при скорости ветра 6,8 м/с, минимальное значение – 36 мин при температуре -40 °С.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются. Значения таких температур и скорости ветра представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

Для защиты от холода и ветра используются СИЗ в соответствии с ГОСТ 12.4.011-89 [40] – теплая спецодежда. Спецодежда для летнего времени должна быть способной пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые и фибровые каски. СИЗ должны иметь инструкцию с указанием назначения и срока службы изделия, правил его эксплуатации и хранения.

5.2.2.3 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Потенциальный источник загрязнения воздуха в зоне дыхания – негерметичное оборудование, через которое воздух загрязняется углеводородным газом, а также нередко сероводородом. Также возможно запыление воздушной среды.

Пары нефти поражают, главным образом, центральную нервную систему вызывая наркотическое опьянение. Также возможно отравление.

ПДК веществ регламентируются ГОСТ 12.1.005-88 [41]. Для углеводородных газов ПДК составляет 300 мг/м³, сероводорода – 10 мг/м³, сероводорода в смеси с углеводородами – 3 мг/м³.

Для предотвращения отравления газами используется газоанализатор. В качестве защиты от углеводородных газов и сероводорода при превышении ПДК используются противогазы, для защиты от пыли – респираторы.

5.2.2.4 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Источниками шума на кустовой площадке являются СУ, станки-качалки. Также шум может быть вызван работой машин, находящихся на КП или проведением некоторых технологических операций.

Повышенный шум на рабочем месте оказывает вредное влияние на организм работника в целом, вызывая неблагоприятные изменения в его органах и системах. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [42], значение уровня звука на рабочем месте на открытой местности не должно превышать 80 дБ.

Обеспечение соблюдения норматива, связанного с воздействием шума – ответственность работодателя согласно ГОСТ 12.1.003-2014. Для защиты от шума может использоваться оборудование с применением материалов и конструкций препятствующих распространению шума и вибрации, которая может быть переизлучена в виде шума. Могут быть созданы условия труда, минимизирующие воздействие шума на работника. В случае превышения норматива в 80 дБ применяются СИЗ – наушники и противошумные вкладыши, которые должны соответствовать ГОСТ 12.4.275-2014 [43].

5.2.2.5 Повышенный уровень локальной вибрации

Источниками вибрации служат установки ЭЦН, СУ, станки-качалки.

У рабочих, которые длительное время подвергались воздействию локальной вибрации, можно эпизодически наблюдать побеление пальцев. Возникает нарушение кровообращения в пальцах, они становятся уязвимее к холоду. Это так называемый феномен Рейно. Также наблюдается влияние на нервную, мышечную систему, опорно-двигательный аппарат.

Для защиты от локальной вибрации используются резиновые перчатки. Для предотвращения действия вибрации на операторов добычи нефти и газа используются машины, которые сконструированы и изготавливаются с учетом самых современных достижений технологии, позволяющих снизить вред от вибрационного воздействия, создание условий труда, снижающих вибрацию по ответственности работодателя согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [44].

5.3 Экологическая безопасность

При проведении ГДИС, как и других работ, выполняемых оператором добычи нефти и газа, может произойти загрязнение атмосферы, литосферы, поверхностных вод гидросферы. Для сведения к минимуму воздействия загрязняющих факторов необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

5.3.1 Защита атмосферы

Воздушная среда может подвергаться загрязнению в результате негерметичности устьевого оборудования, о чем говорилось выше. Также в атмосферный воздух попадают выхлопы автотранспорта для перевозки работников.

Для предотвращения и защиты от загрязняющего действия углеводородных газов проводят комплекс мероприятий по поддержанию герметичности устьевого оборудования: постоянный визуальный контроль за герметичностью фланцевых соединений, сварных швов; мероприятия, направленные на защиту оборудования от коррозии; устранение

негерметичности устьевого оборудования. Для защиты атмосферы от выхлопов автотранспорта может использоваться более «чистое» топливо, например, дизельное.

5.3.2 Защита гидросферы

Возможная причина загрязнения гидросферы – утечка нефти при негерметичности устьевого оборудования. При такой утечке уносу нефти с КП в водоемы способствуют дождевые осадки.

Для предотвращения попадания нефти в поверхностные водоемы на КП создают обваловку. Необходимо следить за ее целостностью, устранять нарушения ее целостности сразу же при их появлении. Собранную при разливах нефть необходимо доставлять на дожимные насосные станции.

Также необходимой составляющей при защите гидросферы является комплекс мероприятий по поддержанию герметичности устьевого оборудования.

5.3.3 Защита литосферы

Разливы нефти несут опасность для литосферы. Почвенные бактерии, а также беспозвоночные почвенные микроорганизмы и животные не в состоянии качественно выполнять свои важнейшие функции в результате интоксикации углеводородами.

Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо проводить комплекс мероприятий по поддержанию герметичности устьевого оборудования.

В случае попадания нефти на почву необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2 – 0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При нахождении на КП могут возникнуть различные ЧС как природного, так и техногенного характера. К возможным природным ЧС относятся наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели, снежные заносы. К ЧС техногенного характера относятся разливы нефти в результате разгерметизации оборудования, взрывы и пожары.

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется угроза пожара. Для возникновения пожара помимо наличия горючих углеводородов также необходим источник огня. Им может быть сигарета, искра, вызванная сварочными работами или работой автотранспорта.

Предотвращение пожаров и взрывов проводится в двух направлениях: обеспечение герметичности оборудования и недопущение возникновения источника огня. На КП не допускается замазученность, запрещено использование открытого огня, курение разрешено только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью «Место для курения». Все автомобили, въезжающие на КП, должны иметь искрогаситель. Также в целях обеспечения противопожарной безопасности все операторы добычи нефти и газа должны проходить инструктажи по пожарной безопасности [45].

Для уменьшения масштаба возможного пожара обустройство КП должно соответствовать СП 231.1311500.2015. Для соблюдения пожаробезопасного расстояния, КП следует располагать друг от друга или от одиночной скважины на расстоянии не менее 50 м для нефтяных скважин. Данная величина должна соответствовать расстоянию от крайней скважины одного куста до границы обвалования (по верху) соседнего куста или площадки одиночной скважины. На КП (с числом скважин более 8) должно быть

предусмотрено не менее двух въездов с устройством площадок размером не менее 20 x 20 м для размещения пожарной техники [38].

При возникновении пожара на КП необходимо немедленно сообщить об этом диспетчеру цеха добычи нефти и газа, назвать номер КП скважины и свою фамилию, должность. Затем немедленно остановить все скважины, по возможности закрыть выкидные линии скважин. По прибытии подразделений пожарной охраны необходимо оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

В качестве первичных средств на территории площадок устанавливаются пожарные щиты типа ЩП-В, ЩП-Е. Пожарные щиты могут комплектоваться ломом, ведром, покрывалом для изоляции очага возгорания, лопатой штыковой или совковой, ящиком с песком. Помимо этого кустовые площадки комплектуются огнетушителями ОП-2, ОП-5 или ОП-10.

Кустовая площадка относится к категории В-Іг согласно ПУЭ, п.7.3.44 [35].

Вывод:

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены некоторые правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; проанализированы опасные и вредные производственные факторы которые могут возникнуть на КП при проведении ГДИС; защита окружающей среды от загрязнения и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

В условиях проведения ГДИС, а также других работ, необходимо комплексно подходить к минимизации влияния опасных и вредных производственных факторов на работников, т.к. причины их возникновения тесно взаимосвязаны, взаимное влияние факторов усиливает каждый из них. Тот же вывод справедлив и для обеспечения экологической безопасности и безопасности при ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были рассмотрены виды ГДИС, комплексирование ГДИС с другими видами исследований для контроля за разработкой месторождения. Проведена интерпретация четырех исследований на восстановление давления в условиях двухфазной фильтрации нефти и воды. Интерпретация велась в программном комплексе Saphir Kappa Engineering графоаналитическим методом.

ГДИС активно применяется как инструмент контроля за разработкой месторождений. Постоянным исследованиям подвергаются скважины опорной сети; скважины, не входящие в опорную сеть, к исследованию привлекаются по мере необходимости.

Все четыре исследования характеризуются тем, что ни одна исследуемая скважина не вышла на псевдорadiaльный приток. Это обуславливает неточное определение величин проницаемости и скин-фактора. Из-за неточного значения проницаемости закладывается неопределенность в определение прочих параметров. Именно поэтому столь важным является обеспечение выхода скважины на радиальный приток. Также при интерпретации важен правильный выбор моделей, влияющих на поведение забойного давления, а также метода интерпретации. В данном случае игнорирование учета двухфазной фильтрации значительно занизило бы значение проницаемости.

Были даны рекомендации к регулированию разработки месторождения «Х» с использованием карт текущего состояния разработки и карт изобар. При регулировании разработки ГДИС имеют важное значение что выражается не только в получении значений проницаемости и скин-фактора, параметров трещины ГРП, но и во вкладе ГДИС в составление карты изобар. Однако одних результатов ГДИС недостаточно – также как минимум необходимы результаты наблюдения за работой добывающих и нагнетательных скважин (карта текущего состояния разработки).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Мангазеев, П. В. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин [Текст] / П. В. Мангазеев, М. В. Панков, Т. Е. Кулагина, М. Р. Камартдинов – Томск : Изд-во ТПУ, 2003. – 401 с.
2. Ипатов, А. И. Геофизические методы контроля разработки месторождений нефти и газа / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2012. – 375 с. – (Национальный исследовательский университет).
3. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД – М : Наука, 1998 – 304 с.
4. KAPPA - Saphir описание [Электронный ресурс] // КАППА – Разведка и добыча нефти и газа – Программное обеспечение, обучение и консалтинг – URL: <https://www.kappaeng.com/software/saphir/overview>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 21.10.2021).
5. Мониторинг ГДИС - Ресурсы и технологии групп [Электронный ресурс] – URL: <https://res-tech.ru/gdis-description/>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 21.10.2021).
6. Приложение: PanSystem | Weatherford [Электронный ресурс] – URL: <https://www.petroleumengineers.ru/app/8809>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 21.10.2021).
7. Сиам Геотест – SiamWellTest – описание продукта [Электронный ресурс] // Сиам Геотест – Программное обеспечение для интерпретации ГДИС – URL: <https://siamgeotest.com/product>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 25.03.2022).
8. Ким, В. Г. Обзор известных методов гидродинамических исследований скважин, работающих при забойном давлении ниже давления насыщения / В. Г. Ким, М. А. Баймухаметов // Sciences of Europe. – 2019. – Т. 3. – №45. – С. 51-57.

9. Kolin, S.K. Pressure build-up test analysis of the hydrocarbon reservoir system with the multiphase flow / S. K., Kolin, T. Kureija, D. Grebenar // The mining-geology-petroleum engineering bulletin. – 2018. – № 9. – P. 1–15.

10. Houze O. Dynamic Data Analysis / O. Houze, D. Viturat, O.S. Fjaere // Kappa Engineering. – 2018. – 776 p.

11. Кокурина, В. В. Контроль эффективности повторного гидроразрыва пласта по результатам гидродинамических исследований / В. В. Кокурина, М. И. Кременецкий, В. М. Кричевский // Каротажник. – 2013. – № 5(227). – С. 76-101.

12. Невмержицкий, Я. В. Об особенностях гидродинамических исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах / Я. В. Невмержицкий // ТРУДЫ МФТИ. Труды Московского физико-технического института (национального исследовательского университета). – 2017. – Т. 9. – № 2(34). – С. 46-56.

13. Донг, В. Х. Адаптивная идентификация и диагностика фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин : диссертация ... кандидата технических наук : 05.13.06 / Донг В. Х.; [Место защиты: ФГБОУ ВО «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники»]. - Томск, 2020. - 126 с.

14. Васин, В. В. Решение задачи деконволюции в общей постановке / В. В. Васин, Г. Г. Скорик // Труды института математики и механики УрО РАН. – 2016. – Т. 22. – № 2. – С. 79-90.

15. Андаева, Е. А. Разработка метода оперативного контроля состояния призабойной зоны добывающих скважин (на примере месторождений НГДУ "Ямашнефть") / Е. А. Андаева, А. В. Лысенков // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 4. – С. 68-78.

16. Исследование пластов методом гидропрослушивания [Электронный ресурс] // Neftegaz Wiki | Fandom – URL: https://neftegaz.fandom.com/wiki/Исследование_пластов_методом_гидропрослушивания., свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 22.10.2021).

17. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: РД 153-39.0-072-01. Введ. с 07.05.2001. М., 2002.

18. Современные геофизические и гидродинамические исследования нефтяных и газовых скважин [Текст] : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистров 131000 "Нефтегазовое дело" / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Д. В. Новоселов ; М-во образования и науки Российской Федерации, Федеральное гос. бюджетное образовательное учреждение высш. проф. образования "Тюменский гос. нефтегазовый ун-т". - Тюмень : ТюмГНГУ, 2013.

19. Информационное обеспечение промыслово-геофизического контроля в компании "Газпром нефть" / А. И. Ипатов, М. И. Кременецкий, Л. А. Афанасьева [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 78-83.

20. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 153-39.0-109-01. Введ. с 01.03.2002. М., 2002.

21. Новые возможности ПК "ГиД" по планированию гидродинамических исследований скважин / И. Р. Ямалов, А. В. Сергейчев, Е. В. Костригин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 11. – С. 120-122.

22. Видео, лекции и учебные материалы [Электронный ресурс] // Ресурсы и технологии групп. URL: <https://res-tech.ru/materials-presentation/>, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 07.05.2022).

23. Программный комплекс «Мониторинг ГДИС», версия 4.0.1. Руководство пользователя. – М.: [не указано], 2021. – 289 с.

24. Dake L.P. The Practice of Reservoir Engineering (revised edition) / Shell Internationale Petroleum Maatschappij B. V. – The Hague, 2001. – 568 p.

25. Лысенко, В. Д. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр». – 562 с.

26. Бойко, В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений : учебник для вузов / В. С. Бойко. – М. : Недра, 1990. – 427 с.
27. Токарев М. А. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений : учеб. пособие / М.А. Токарев, Э.Р. Ахмерова, М.Х. Файзуллин ; Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т. - Уфа : Уфим. гос. нефтяной техн. ун-т, 2001. - 61 с.
28. Контроль и регулирование процессов разработки нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс] // Научный словарь-справочник по техническим и гуманитарным дисциплинам. URL: https://spravochnick.ru/neftegazovoe_delo/kontrol_i_regulirovanie_processov_razrabotki_neftyanyh_i_gazovyh_mestorozhdeniy/#metody-regulirovaniya-processov-razrabotki-neftyanyh-i-gazovyh-mestorozhdeniy, свободный – Загл. с экрана (дата обращения: 22.04.2022).
29. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;
30. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 14. Защита персональных данных работника;
31. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности;
32. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
33. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
34. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
35. Правила устройства электроустановок / Главгосэнергонадзор России. – 7-е изд. – М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007. 610 с.

36. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
37. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
38. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
39. МР 2.2.7.2129-06. Физиология труда и эргономика.
40. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
41. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
42. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
43. ГОСТ 12.4.275-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний.
44. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
45. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

Приложение А

Таблица 1 – Сравнение фильтрационно-емкостных свойств по керну, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин

Параметры, метод определения	Ю ₂	Ю ₃	Ю ₄	Ю ₅	Ю ₆	Ю ₇	Ю ₂₋₇
1. Коэффициент пористости							
1.1 Керн							
Количество скважин	9	8	4	3	-	-	24
Охарактеризованная эффективная толщина, м	29,3	25,6	19,7	5,8	-	-	80,4
Количество определений	88	93	90	16	-	-	287
Минимальное значение, д.ед	0,124	0,124	0,108	0,123	-	-	0,108
Максимальное значение, д.ед.	0,231	0,224	0,209	0,186	-	-	0,231
Среднее значение, д.ед.	0,164	0,160	0,170	0,148	-	-	0,164
1.2 ГИС							
Количество скважин	52	45	22	14	1	1	135
Количество определений	283	257	157	95	46	24	862
Минимальное значение, д.ед	0,13	0,14	0,13	0,13	0,16	0,16	0,13
Максимальное значение, д.ед.	0,18	0,19	0,19	0,17	0,16	0,16	0,19
Среднее значение, д.ед.	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
2. Коэффициент проницаемости							
2.1 Керн							
Количество скважин	8	8	3	3	-	-	22
Охарактеризованная эффективная толщина, м	24,3	24,8	19,2	5,8	-	-	74,1
Количество определений	82	70	81	14	-	-	247
Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	0,3	0,3	0,3	0,3	-	-	0,3
Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	75,5	197,8	87,0	26,8	-	-	197,8
Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	5,5	5,5	8,6	3,5	-	-	6,4
2.2 ГИС							
Количество скважин	52	45	22	13	1	1	134
Количество определений	283	256	156	95	46	24	860
Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	0,4	0,4	0,3	1,3	4	3,5	0,3
Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	6	2,2	46,3	7,9	4	3,5	46,3
Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	1,2	1	4,8	3,4	4	3,5	1,6
2.3 ГДИС							
Количество скважин	6	2	2	1	-	-	11
Количество определений	6	4	3	1	-	-	14
Минимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	2,3	0,8	1,5	4,6	-	-	0,8
Максимальное значение, 10 ⁻³ мкм ²	21,5	11,4	2,3	4,6	-	-	21,5
Среднее значение, 10 ⁻³ мкм ²	8,9	3,9	1,9	4,6	-	-	6,3
3. Коэффициент начальной нефтенасыщенности							
3.1 Керн							
Количество скважин	44	36	14	7	1	1	44
Минимальное значение, д.ед	0,34	0,33	0,31	0,37	0,56	0,56	0,34
Максимальное значение, д.ед	0,77	0,63	0,58	0,54	0,56	0,56	0,77
Среднее значение, д.ед	0,49	0,47	0,48	0,47	0,56	0,56	0,49