

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>

622.276.6(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Миронов Даниил Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Гладких Марина Алексеевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСНГ ШБИП ТПУ	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## Результаты освоения образовательной программы

### Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(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 характера 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,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
		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 языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	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 иностранного языка на государственный
		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
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
		И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		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
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследований; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
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	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;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>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 должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	<p>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)</p> <p>И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания</p> <p>И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций</p> <p>И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях</p>
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	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 общеинженерные 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, выбирать 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
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
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
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования  4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	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»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<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);</p> <p>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);</p> <p>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);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</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>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 промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: проектный</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ.	<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>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	<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>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья	И.ПК(У)-8.1 Участвует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов добычи нефти и газа на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б8СГ	Миронов Даниил Анатольевич

Тема работы:

<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№118-12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технические данные (пакет графического, текстового, табличного материала) использованы из технологической схемы разработки Приобского нефтяного месторождения Компании ООО «РН-Юганскнефтегаз». В работе использована фондовая литература месторождения.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Понятие и виды методов увеличения нефтеотдачи пласта; Анализ текущего состояния месторождения; Программа работ по увеличению нефтеотдачи на пласте Х Приобского нефтяного месторождения; Проведение расчетов по осуществлению ГРП на пласте Х; Анализ вредных и опасных факторов, выявленных в ходе проведения МУН

<b>Перечень графического материала</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Динамика КИН в России;</li> <li>– Жизненный цикл месторождения;</li> <li>– Характер распределения дебитов нефти и жидкости;</li> <li>– Характер распределения добывающих скважин;</li> <li>– Динамика проведения ГРП на Приобском нефтяном месторождении;</li> <li>– Распределение массы закаченного пропанта по годам;</li> <li>– Доли пластов с ГРП;</li> <li>– Сравнение фактического и проектного количества ЗБС по годам;</li> <li>– Карта текущих нефтенасыщенных толщин</li> </ul>
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов Магеррам Али оглы
«Социальная ответственность»	Мезенцева Ирина Леонидовна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Миронов Даниил Анатольевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8СГ		Миронов Даниил Анатольевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Введение</b>	<p><b>Объект исследования:</b> добывающая скважина;</p> <p><b>Область применения:</b> кустовая площадка, нефтедобывающие объекты;</p> <p><b>Рабочая зона:</b> полевые условия;</p> <p><b>Размеры рабочей зоны:</b> 120*180 м;</p> <p><b>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</b> задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура;</p> <p><b>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</b> приготовление бурового раствора, настройка оборудования; обслуживание линий высотного давления; техническое обслуживание механизмов.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001;</li> <li>2. Геолого-технологические исследования. Общие требования;</li> <li>3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия</li> <li>4. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования;</li> <li>5. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия;</li> <li>6. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</li> </ol>
<b>2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</b>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аномальные климатические параметры воздушной среды на местонахождении;</li> <li>2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Биологическое воздействие;</li> </ol>

	<p>2. Химическое воздействие на организм работающего человека;</p> <p>3. Разрушающиеся конструкции.</p> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> химическое загрязнение СЗЗ 160 м</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> изменение физико-химических свойств почв при закачке химическими агентами в пласт, утилизация отработавшего оборудования;</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами вследствие применения МУН</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> выделение загрязняющих веществ из негерметичного оборудования</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</b></p>	<p><b>Возможные ЧС</b></p> <p>Природные: оползни, землетрясения, бури;</p> <p>Техногенные: взрыв, пожар, обрушение;</p> <p>Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;</p> <p>Экологические: загрязнение среды, изменение геологического строения</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> разрыв трубопроводов, находящихся под давлением, при применении ГТМ.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Миронов Даниил Анатольевич		



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8СГ	Миронов Даниил Анатольевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Оценка ресурсоэффективности разработки проекта.

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей)

- 1.. Оценка конкурентоспособности технических решений
- 2.. Матрица SWOT
- 3.. Временные показатели проведения научного исследования
- 4.. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Гасанов М.А.	Д.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Миронов Даниил Анатольевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 33 рисунка, 34 таблицы и 24 литературных источника.

Ключевые слова: Приобское нефтяное месторождение, методы увеличения нефтеотдачи, нефтеотдача, КИН, МУН, ГРП, ЗБС, ОРЗ.

Объектом исследования являются терригенные продуктивные пласты на Приобском нефтяном месторождении.

Целью работы является выявление наиболее эффективных мероприятий методов увеличения нефтеотдачи, реализуемых на Приобском нефтяном месторождении.

В ходе проведенных исследований, установлены, что наиболее эффективным и часто применяемым мероприятием является гидравлический разрыв пласта.

Работа нацелена на выявление эффективных и значимых мероприятий МУН, которые могут быть применены на аналогичных месторождениях со схожими геологическими условиями, фильтрационно-емкостными свойствами и сложным строением.

Проведение мероприятия гидроразрыва пласта показало положительный эффект и экономическую обоснованность.

Область применения: сложнопостроенные и литологически изменчивые коллектора Западной Сибири (ХМАО).

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

АСПО – асфальто-смолистые парафинистые отложения;

БФА – бифторид аммония

ГКРП – гидрокислотный разрыв пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ГС – горизонтальные скважины;

ГТМ – геолого-технические мероприятия;

ДООС – дисперсно-осадкообразующий состав;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЛБ – левый берег;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ОРЗ – одновременно раздельная закачка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПДС – полимер-дисперсные составы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППД – поддержание пластового давления;

ПРБ – правый берег;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

СЛТ – северная лицензионная территория;

СПС – сшитые полимерные составы;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	21
1 СУЩНОСТЬ И ВИДЫ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ .....	22
2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ .....	26
2.1 Структура фонда скважин .....	26
2.2 Показатели эффективности эксплуатации фонда скважин .....	29
3 МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	31
3.1 Результаты массированного внедрения ГРП .....	32
3.2 Результаты проведения зарезок боковых стволов .....	38
3.3 Анализ результатов применения технологии одновременной раздельной закачки .....	44
3.4 Результаты применения физико-химических МУН и потокоотклоняющих технологий .....	53
3.5 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации углеводородов .....	58
4 ПРОГРАММА РАБОТ ПО ГИДРАВЛИЧЕСКОМУ РАЗРЫВУ ПЛАСТА .....	70
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	75
6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	109

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время актуальной проблемой нефтегазовых месторождений является то, что они находятся на поздней стадии разработки. Это значит, что снижается продуктивность нефтегазовых пластов, нарастает обводненность скважин, увеличивается рост доли трудноизвлекаемых запасов, что в конечном итоге сказывается на нефтеотдаче, тем самым уменьшая коэффициент извлечения нефти.

Соответственно, месторождения вынуждены применять методы увеличения нефтеотдачи пластов. Выбор того или иного метода зависит от эксплуатации месторождения, условий извлечения нефти, геологических особенностей, поэтому в промыслах могут применяться химические, механические, термические, биологические, физико-химические и др. методы. Наиболее часто на промыслах встречаются методы гидроразрыва пласта, заводнение и одновременно-раздельная эксплуатация нефти. Задача специалистов состоит в выборе наиболее современных и перспективных технологий, которые должны положительно сказаться на увеличении нефтеотдачи и рентабельности месторождения.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи в условиях Приобского месторождения (ХМАО).

Задачами данной работы являются: изучение сущности и методов увеличения нефтеотдачи пластов, анализ текущего состояния разработки Приобского нефтяного месторождения, обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации углеводородов, проведение программы работ по гидравлическому разрыву пласта АС12.

Рост обводненности продуктивных пластов, темпы падения добычи, осложненные геологические условия месторождений, находящихся на последних стадиях разработки и усовершенствование МУН несомненно являются весьма актуальными задачами.

# 1 СУЩНОСТЬ И ВИДЫ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Самым главным показателем эффективности разработки нефтегазовых месторождений является коэффициент извлечения нефти. Он характеризует полноту выработки запасов и представляет собой отношения количество извлекаемый нефти к геологическим запасам.

Коэффициент извлечения нефти может характеризовать, как текущий период добычи нефти, так и проектный. Тем не менее, какие бы методы повышения нефтеотдачи не применялись, они считаются неудовлетворительными, поскольку обычно КИН варьируется в пределах от 0,33 до 0,41 [1]. Это говорит о том, что в порядке около 30 % нефти и газа содержащихся в залежах получается добывать и порядка 70 % углеводородного сырья остается непосредственно в залежи (таблица 1). В отдельных месторождениях коэффициент извлечения нефти может достигать до 0,78.

Таблица 1 – Коэффициенты извлечения нефти по месторождения в РФ

№	Название месторождения	Продуктивные породы	Коэффициент извлечения нефти
1	Ромашкинское	Терригенные отложения	0,32
2	Приобское	Терригенные отложения	0,35
3	Львовское	Карбонатные отложения	0,1
4	Приразломное	Терригенные отложения	0,26
5	Уренгойское	Терригенные отложения	0,46

Применяемые методы извлечения нефти не являются рентабельными, скорее всего являются неудовлетворительными, по причине своей неэффективности. В соответствии с этим, применение и внедрение новых методов, которые позволят увеличить КИН на промыслах, является весьма

актуальным направлением (рисунок 1).

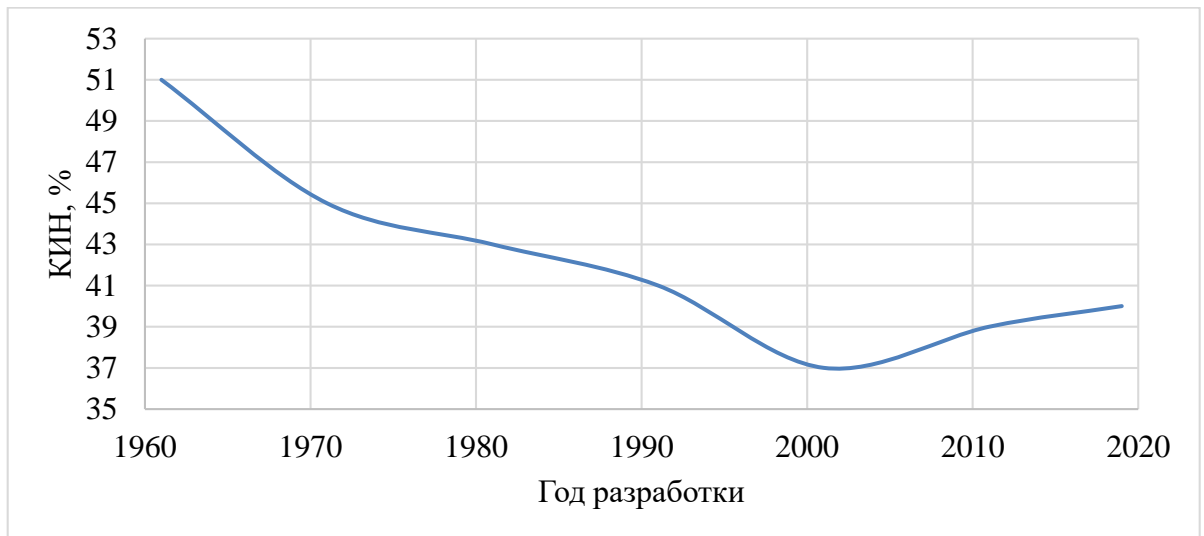


Рисунок 1 – Динамика КИН в России

В соответствии с эксплуатацией разработки залежей, принято делить на 4 части (рисунок 2).

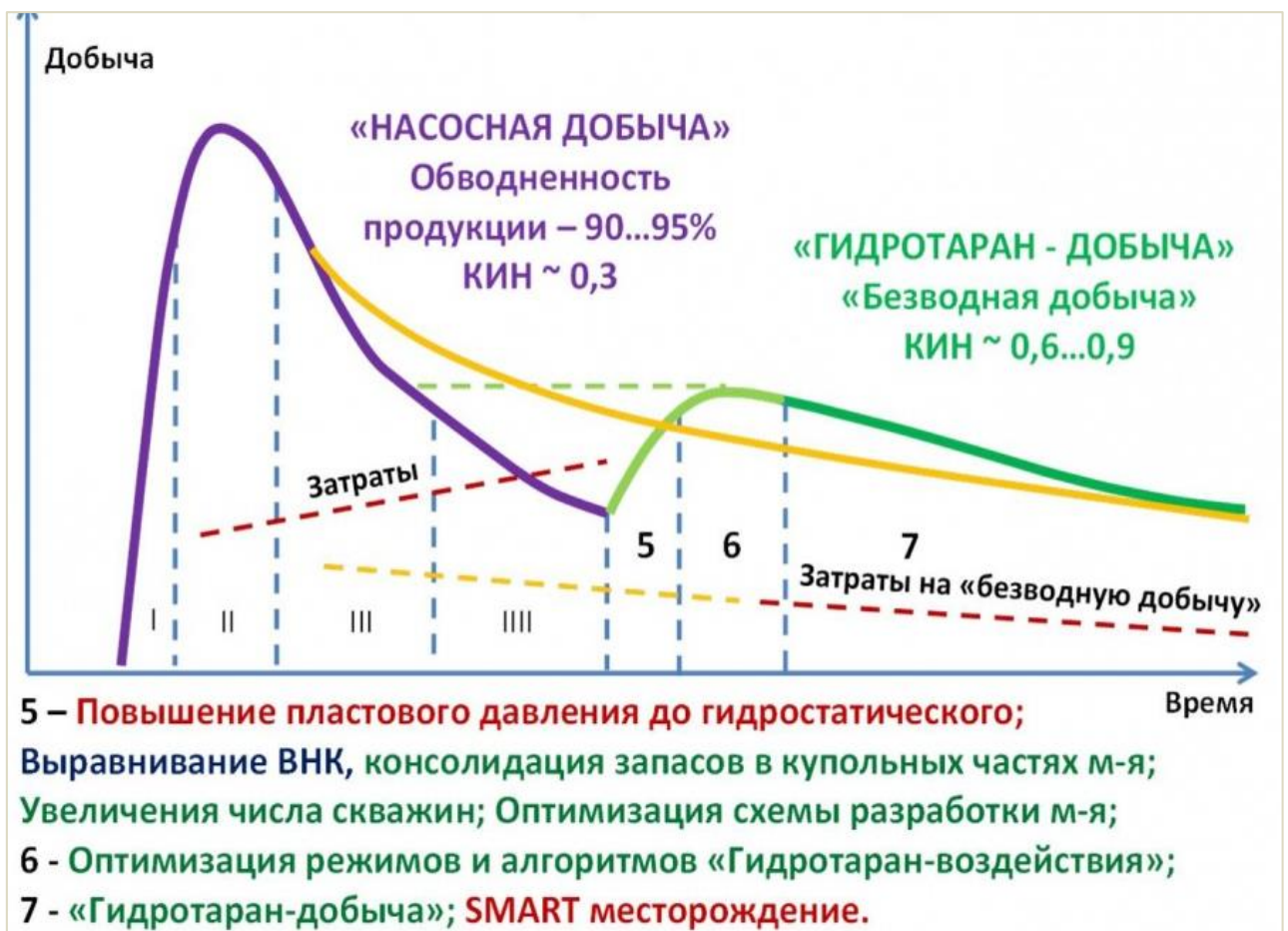


Рисунок 2 – Жизненный цикл месторождения

Первая часть характеризуется максимально возможными положительными характеристиками. При первой стадии разработки месторождения увеличение нефти достигается за счёт использования естественной энергии пласта [2]. Под энергией пласта подразумевается энергия упругости пород, энергия газовой шапки, энергия гравитационных сил и т.д. Второй этап разработки месторождения характеризуется постоянным КИН. Показатели обводнённости начинают расти, а добыча нефти может варьировать в пределах одного уровня. При данной стадии необходимо поддерживать пластовое давление путём закачки воды или газа в продуктивный пласт. На третьей стадии необходимо внедрять методы увеличения нефтеотдачи, поскольку наблюдается уменьшение количества добычи нефти и увеличение обводнённости скважин. Четвертая стадия является завершающей, наблюдается спад активности разработки месторождения, что в конечном счёте приводит к ликвидации или консервации скважины.

Вне зависимости от применяемых систем и технологий, методы увеличения нефтеотдачи можно разбить на ряд групп:

1. Газовые методы – закачка происходит в результате внедрения газа, азота, углеводородного газа в продуктивный пласт и т.д.
2. Тепловые методы подразумевают под собой паротепловое влияние на продуктивный пласт, горение, вытеснение высоковязкой нефти путём нагнетания горячей воды или пара.
3. Химические методы применяются при вытеснении углеводородов за счёт полимеров, щелочных растворов, кислот, микробиологических продуктов, и т.д.
4. Гидродинамические методы представляют собой технологии, которые осуществляют форсированный отбор жидкости, разработку недренлируемых запасов, заводнение и циклическое воздействие на пласт.
5. Комбинированные методы представляют собой методы комбинированного характера, к примеру тепловой и физико-химические методы могут применяться в условиях высоковязких нефтей.



6. Физические методы увеличения нефтеотдачи представляют собой физическое воздействие на пласт путем гидравлического разрыва пласта, волнового воздействия на продуктивные пласты, внедрения горизонтальных скважин в систему и другие [3].

В таблице 2 представлены значения применяемых МУН в передовых странах по добыче нефти.

Таблица 2 – Применение МУН в странах

Страны / МУН, %	Америка	Европа	Ближний Восток	Россия
тепловые	26	20	22	22
химические	10	21	11	30
газовые	41	14	15	8
гидродинамические	13	17	6	12
физические	17	32	31	12

Таким образом, применение методов увеличения нефти является весьма актуальной задачей и требует внедрения и совершенствования имеющихся и новых техник и технологий.

## 2 АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ

### 2.1 Структура фонда скважин

Состояние фонда скважин для Левого и Правого берега Приобского месторождения приведены в таблице 3. По состоянию на 01.01.2020 г. на Левом берегу эксплуатируется 579 скважин, для Правого берега характерно эксплуатация 713 скважин. Для Приобского месторождения характерна эксплуатация семи разведочных скважин, нагнетательной и добывающий фонд составляет 1241. Согласно проекта к 2025 г. планируется пробурить около 421 скважин. Соответственно на данный момент, Приобское месторождение разбурено на 21 %.

Таблица 3 – Состояние фонда скважин Приобского месторождения

Фонд скважин	Категория	Количество скважин			
		Всего АС <sub>10</sub>	Всего АС <sub>11</sub>	Всего АС <sub>12</sub>	Всего
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
Фонд добывающих скважин	Пробурено	488	563	568	897
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0
	Всего	488	563	568	897
	в т. ч. действующие:	341	388	399	574
	из них: фонтанные	14	10	16	26
	УЭЦН	287	332	298	445
	ШСНУ	38	43	81	98
	УЭДН	2	3	4	5
	бездействующие	20	25	37	54
	в освоении после бурения	0	24	0	24
	в консервации	0	1	0	1
	переведено на другие горизонты	0	0	0	0
	передано под закачку	108	109	126	221
	в ожидании ликвидации	5	2	3	5
	Ликвидированные	0	1	0	1
	переведены в другие категории	14	13	3	17

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	64	95	81	123
	Возвращено с других горизонтов	0	0	0	0
	Переведено из добывающих	108	109	126	221
	Всего	172	204	207	344
	в т. ч. под закачкой	100	107	103	188
	в бездействии	10	3	27	37
	в освоении после бурения	0	1	2	2
	в консервации	0	0	0	0
	в эксплуатации на нефть	60	92	74	114
	переведено на другие горизонты	0	0	0	0
	в ожидании ликвидации	0	0	0	0
	ликвидировано	0	0	0	0
	переведено в другие категории	2	1	1	3
Специальные скважины	Всего	3	1	10	51
	в том числе контрольные:	0	0	7	7
	пьезометрические	3	1	3	6
	Поглощающие	-	-	-	0
	Водозаборные	-	-	-	38
	и др.	0	0	0	0

Фонд добывающих скважин для Левого берега составляет 401 скважин, а эксплуатационных скважин насчитывается около 397. Характеристики добывающих скважин по дебиту углеводородов (для нефтяной жидкости и обводнённости продукции) представлены на рисунке 3 [4].

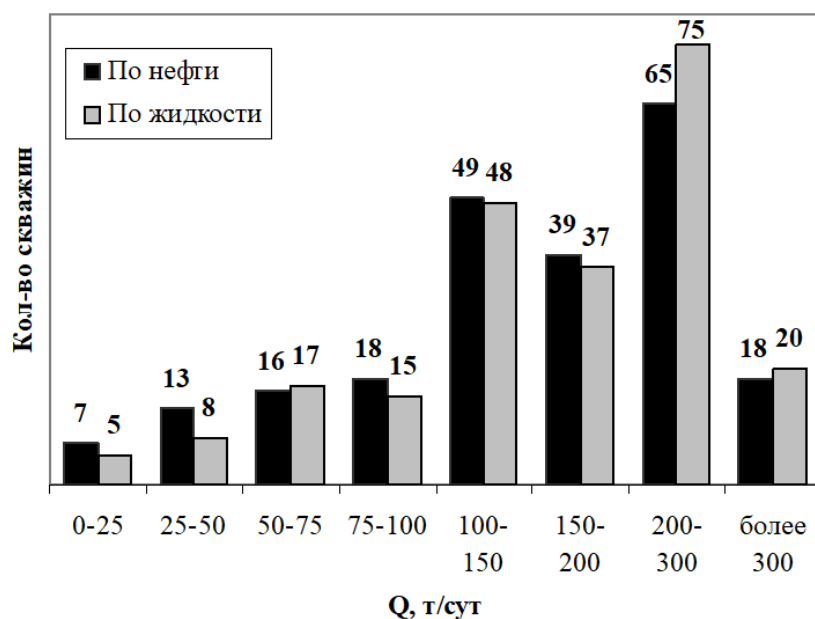


Рисунок 3 – Характер распределения дебитов нефти и жидкости

Доля эксплуатируемых скважин, дебит которых составляет менее 5 т/сут составляет около 21 %, эксплуатирующие скважины, которые добывают продукцию свыше 50 т/сут составляет 9 %, жидкости и нефтяной эмульсия обводненность которых достигает более 90 % – 17 %.

На рисунке 4 представлены характер распределения добывающих скважин по типу жидкости.

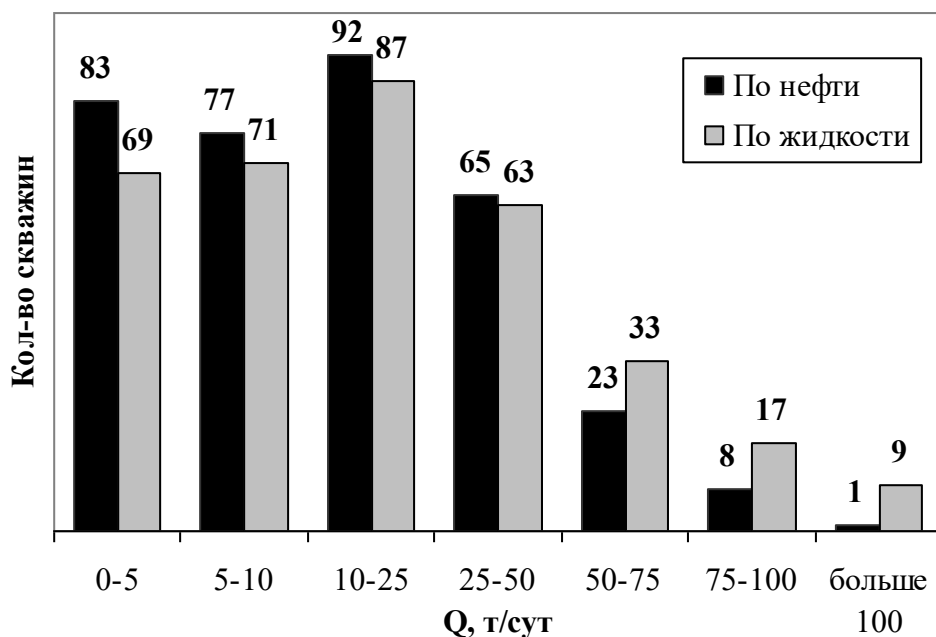


Рисунок 4 – Характер распределения добывающих скважин

Как показывают дебиты нефти, 170т/сут (ПРБ) против 182 т/сут жидкости (ЛБ), дебиты на правом берегу намного выше чем на левом. Соответственно и обводнённость также значительно ниже и составляет всего 6 %. Менее 5 % обводненности характерно для большинства скважин (85 %) (рисунок 5).

Дебиты скважин, которые оценивается в 110 т/сут по нефти и жидкости варьируется в пределах 24 и 20 % соответственно. Половина эксплуатирующих скважин на ПРБ имеет дебиты нефти намного выше, чем в отличие от левобережных участков [5].

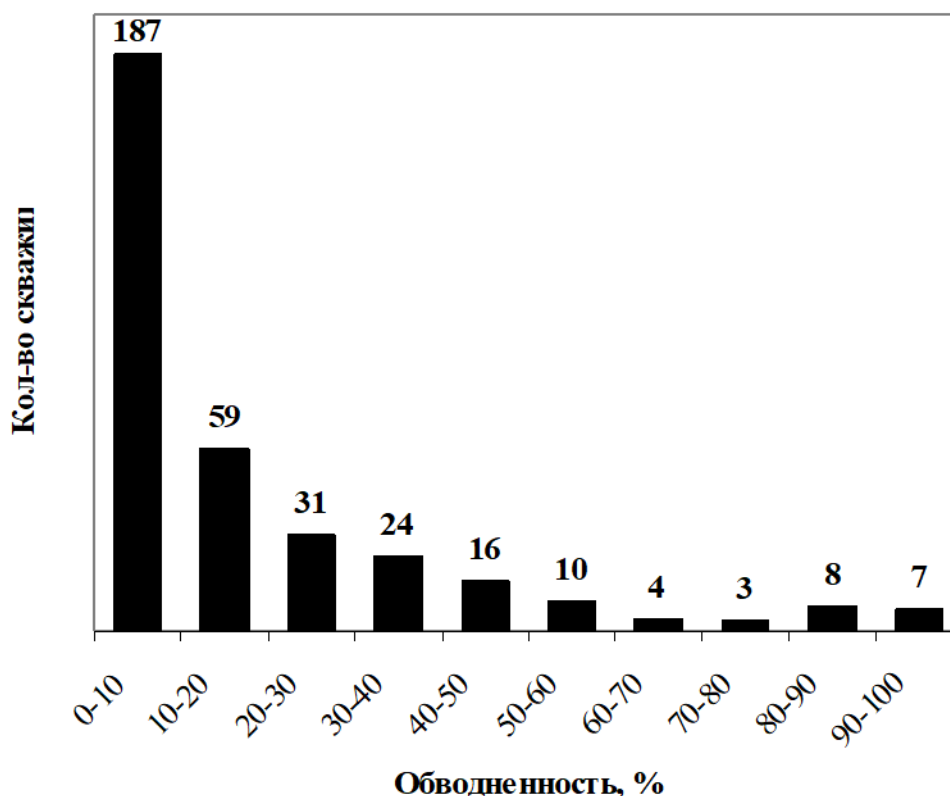


Рисунок 5 – Характер распределения по средней обводненности скважин

Тем самым, эксплуатирующий фонд скважин правого берега не огромен, но тем не менее показатели разработки определяются именно по этим основополагающим скважинам. Это объясняется тем что велик процент скважин, которые работают и разрабатывают сразу 2-3 пласта. В соответствии с этим, добыча ПРБ превосходит на 10 % по сравнению с левым берегом.

Хотя скважин на левом берегу на 60% больше, чем на правом, различие в количестве скважино-вскрытий составляет лишь около 35%. По состоянию на 01.01.2020 г. левый берег насчитывает около 157 нагнетательных скважин.

## 2.2 Показатели эффективности эксплуатации фонда скважин

В данном разделе представлен коэффициент эксплуатации фонда скважин Приобского месторождения по состоянию на 2019 и 2020 гг. Дифференциация по левобережному и правобережному эксплуатационным участкам приведены в таблице 4. Из таблицы видно, что практически по всем

категориям скважин (кроме эксплуатируемых фонтанным способом) в 2020 г. произошло значительное улучшение показателей эффективности, по сравнению с 2019 г.

В целом по месторождению, а также в отдельности по участкам коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин удовлетворительный (выше 0.9).

Таблица 4 – Коэффициент эксплуатации скважин Приобского месторождения

Год	Тип скважин	Левобережье		Правобережье		М/е в целом	
		К <sub>исп</sub>	К <sub>эспл</sub>	К <sub>исп</sub>	К <sub>эспл</sub>	К <sub>исп</sub>	К <sub>эспл</sub>
2019	Нагнетательные	0.753	0.940	0.981	0.867	0.786	0.934
	Добывающие	0.795	0.908	0.910	0.836	0.829	0.888
	в т.ч. фонтанные	0.815	0.983	0.233	0.788	0.813	0.976
	механизированные	0.793	0.899	0.937	0.836	0.830	0.880
	в т.ч. ШГН	0.699	0.907	-	-	0.699	0.907
	ЭЦН	0.883	0.893	0.937	0.836	0.905	0.869
2020	Нагнетательные	0.850	0.959	1.000	0.959	0.890	0.959
	Добывающие	0.859	0.931	0.969	0.903	0.897	0.920
	в т.ч. фонтанные	0.932	0.981	0.903	0.645	0.927	0.921
	механизированные	0.854	0.927	0.971	0.910	0.896	0.920
	в т.ч. ШГН	0.710	0.928	-	-	0.710	0.928
	ЭЦН	0.939	0.926	0.971	0.910	0.954	0.918

Коэффициент использования эксплуатационного фонда в целом по месторождению ниже 0.9 как для нагнетательных, так и для добывающих скважин (0.890 и 0.897 соответственно). Видно, что негативным здесь является вклад левобережного участка, на котором средний коэффициент использования 0.85. Особенно сильно влияет фонд добывающих скважин Левобережья, имеющий крайне низкий коэффициент использования. Следовательно, в первую очередь следует обратить внимание именно на эти скважины, так как именно они являются причиной низкой эффективности использования фонда [6].

### 3 МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Запасы Приобского месторождения относятся к трудноизвлекаемым по причине низкой проницаемости и высокой расчлененности основных продуктивных горизонтов. Разработка месторождения невозможна без системного применения комплекса геолого-технологических мероприятий. В этом плане Приобское месторождение относится к высокотехнологичным объектам разработки ОАО «НК «Роснефть». Применяемые мероприятия направлены на вовлечение недренируемых запасов (уплотняющее бурение, ГРП, перфорация), выравнивание выработки (направленные ГРП, применение ОРЗ и РИР, потокоотклоняющие технологии), интенсификацию притока (ГРП, ОПЗ).

Основные виды ГТМ выполненные за период 2019-2020 г. г. приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проведения ГТМ за период 2019-2020 гг.

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Удельный технологический эффект, тыс. т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	55,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	45,7
Повторные ГРП	54	1292,0	50,4
ЗБС	96	727,6	7,6
ГС	4	202,7	5,6
ОРЗ	23	125,3	5,4
РИР	5	50,2	10,0
Приобщение	11	4,8	0,4
Оптимизация скважинного оборудования	519	1053,4	2,0
ОПЗ добывающих скважин	1338	948,7	0,7
ОПЗ нагнетательных скважин	269	356,2	1,3
Потокоотклоняющие технологии	96	172,0	1,8

Как видно из таблицы 5, максимальный удельный эффект получен от мероприятия по ГРП. Так же эффективны мероприятия с ЗБС на пробуренном фонде, РИР, ЗБС, ГС. Кроме того, наиболее проводимым мероприятием является

применение ОПЗ добывающих скважин, но с наименьшим удельным эффектом 0,7 тыс. т./скв. Ремонтно-изоляционные работы в связи с удовлетворительным состоянием фонда скважин осуществляется редко по 1-2 скважине в год. Рассмотрим эффективность проведенных мероприятий подробнее.

### 3.1 Результаты массированного внедрения ГРП

Первые операции ГРП были проведены в 1992 г. фирмой «Юганскфракмастер». Затем, начиная с 1994 г., подключается компания «ИНТРАС». С 1999 г. по 2003 г. основным оператором была фирма «Schlumberger», с 2004 г. – с целью увеличения конкуренции и улучшения качества ГРП количество сервисных компаний было увеличено, операции ГРП стали проводить «Halliburton», «Катконнефть», «Ньюкко». К настоящему времени на СЛТ Приобского месторождения проведено свыше 5775 операций ГРП. Динамика проведения ГРП приведена на рисунке 6.

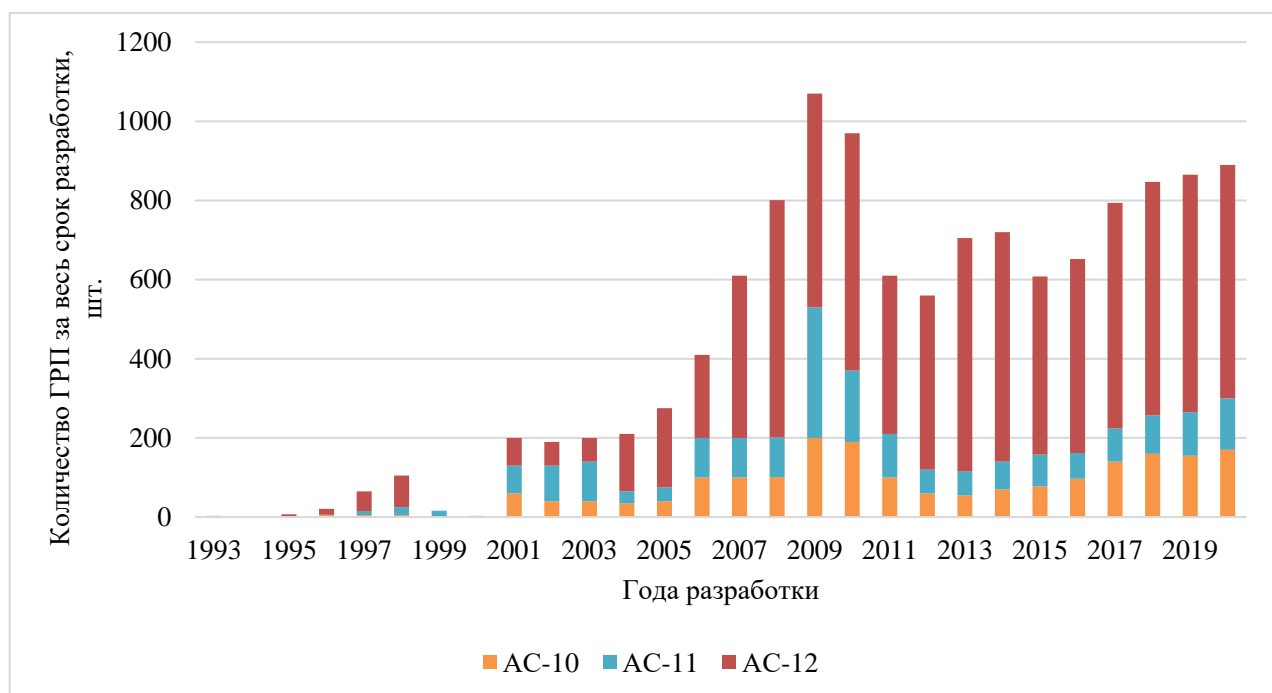


Рисунок 6 – Динамика проведения ГРП на Приобском месторождении

Абсолютное большинство проведенных операций ГРП были успешными, и с точки зрения кратности приростов дебитов жидкости и нефти, и с точки зрения темпов обводнения. Первые операции ГРП характеризовались



относительно небольшой массой закачиваемого проппанта (среднее значение около 10 т) и, соответственно, небольшой полудлиной трещины, до 35 м. Помимо этого, в 90-х годах еще не существовало надежных технологий закрепления проппанта в трещине, что приводило с одной стороны, к преждевременному выходу из строя насосов, с другой, к быстрому снижению продуктивности скважины. За последние годы технология проведения ГРП существенно усовершенствована [7].

Многочисленные лабораторные исследования позволили выбрать оптимальные рецептуры жидкостей разрыва, разработать более прочные марки проппанта и различные методы его крепления в призабойной зоне пласта. Для оптимизации дизайна ГРП постоянно привлекаются современные методы исследования коллекторов (MDT, FMI, DSI). Усовершенствованы сами методики дизайна ГРП. В результате этого осуществляется эффективное управление ГРП. На рисунке 7 приведено изменение распределения массы закачиваемого проппанта по годам для Приобского месторождения.

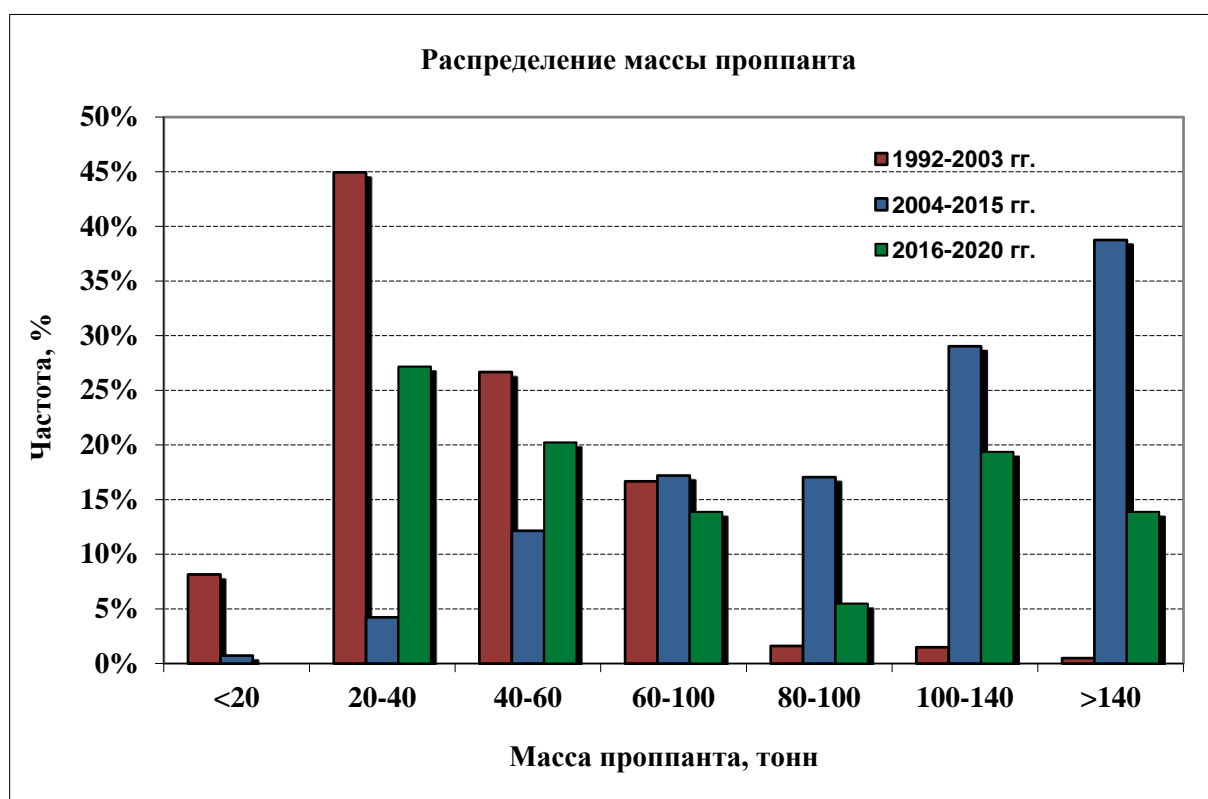


Рисунок 7 – Распределение массы закаченного проппанта по годам

Специально для условий эксплуатации многопластовых месторождений компанией «Schlumberger» разработана и впервые опробована на Приобском месторождении технология «Opti-Stim» – гидроразрыв нескольких пластов за одну спускоподъемную операцию. Внедрение этой технологии позволяет снизить стоимость и цикл проведения ГРП, а также подключать в разработку дополнительные запасы нефти (ГРП малопродуктивных пластов и пропластков).

В настоящее время на месторождении проводится постоянный мониторинг качества жидкостей разрыва и расклинивающих агентов. Для этого в ООО «РН-Юганскнефтегаз» создана контрольно-аналитическая лаборатория.

За период с 01.01.2019 г. по 01.01.2020 г. на переходящем фонде Приобского месторождения проведены 346 операций гидроразрыва пласта (ГРП) (рисунок 8).

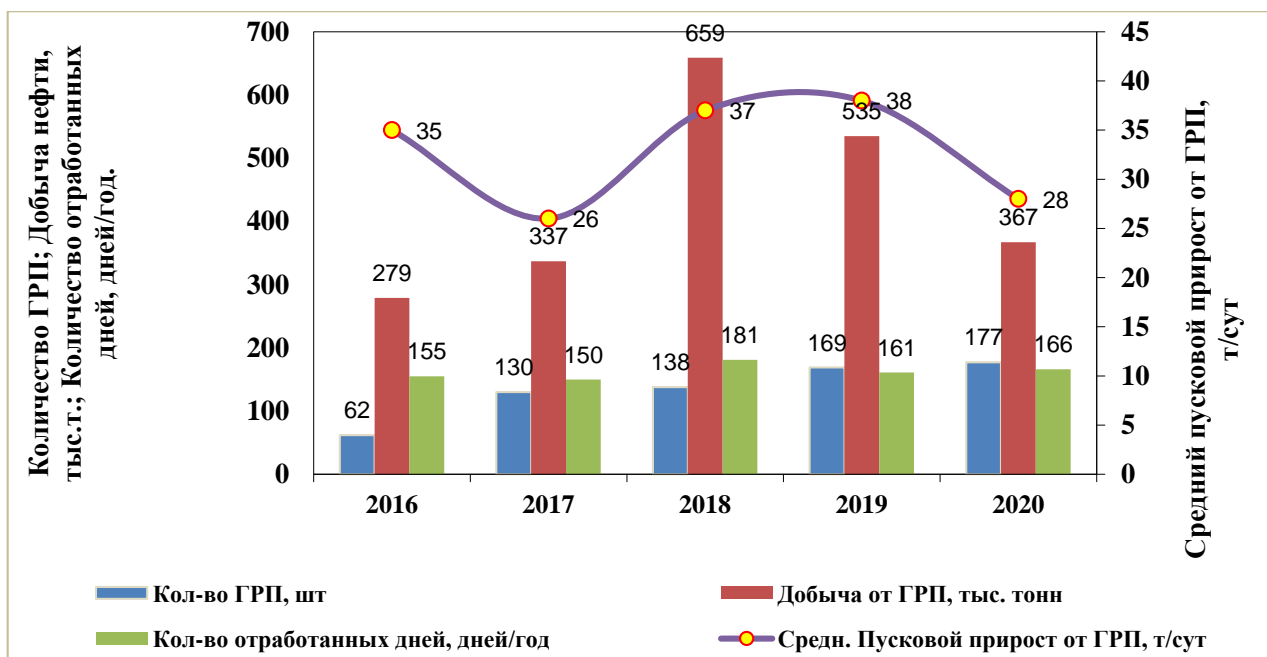


Рисунок 8 – Динамика проведения ГРП на фонде скважин по годам

Как видно из рисунка 9 с годами доля пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> увеличивается (84% от всех ГРП). Работа по выравниванию выработки по пластам ведется, так как требуется интенсификация отборов с АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> (наименее выработанные по сравнению с АС<sub>11</sub>).

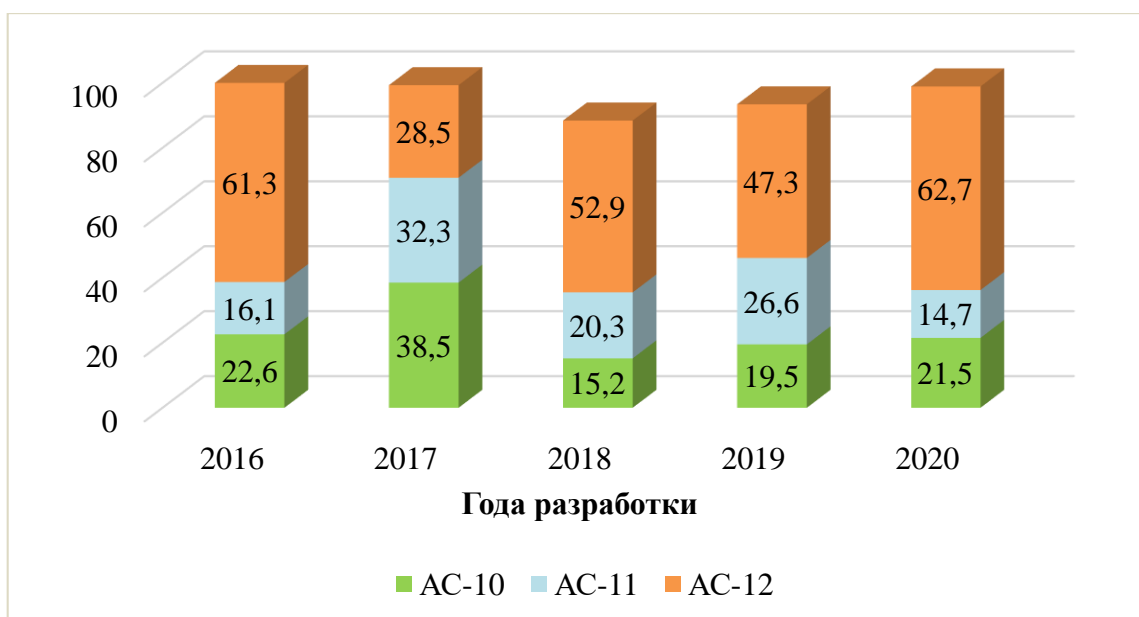


Рисунок 9 – Доли пластов с ГРП

За анализируемый период наибольшее количество скважино-операций проведено на двух участках сильно расчлененного пласта АС<sub>12</sub>: на левобережном и правобережном участках. Максимальная кратность прироста дебита жидкости получена на Правобережном участке пласта АС<sub>12</sub>. Меньшее количество мероприятий по ГРП на острове связано с тем, что он активно разбуривался с 2007 по 2016 гг. с ГРП и эффект от ГРП еще не закончился. Также отмечается, что больше всего на острове скважин-операций проведено по пласту АС<sub>12</sub>. Для скважин правого берега средний дебит нефти до мероприятия составляет 18,2 т/сут, после – 52,7 т/сут, по двум скважинам эффективность ГРП пока невозможно оценить, по причине проведения их в феврале 2022 г. На левобережной части месторождения средний дебит скважин до стимуляции был равен 11,0 т/сут, после стимуляции – 44,7 т/сут. На острове до ГРП – 23,0 т/сут, после – 52,9 т/сут [8].

Сопоставление динамик добычи жидкости по скважинам различных частей месторождения показывает, что по скважинам Правого берега длительность эффекта выше, чем для скважин левобережной части. Это связано с лучшими ФЕС коллекторов и более эффективной организацией системы ППД Правобережной части месторождения.

За период 2011-2020 гг. на месторождении выполнено 10026 скважино-операций по гидроразрыву пласта на 5592 скважинах, вводимых из бурения за два года (рисунок 10).

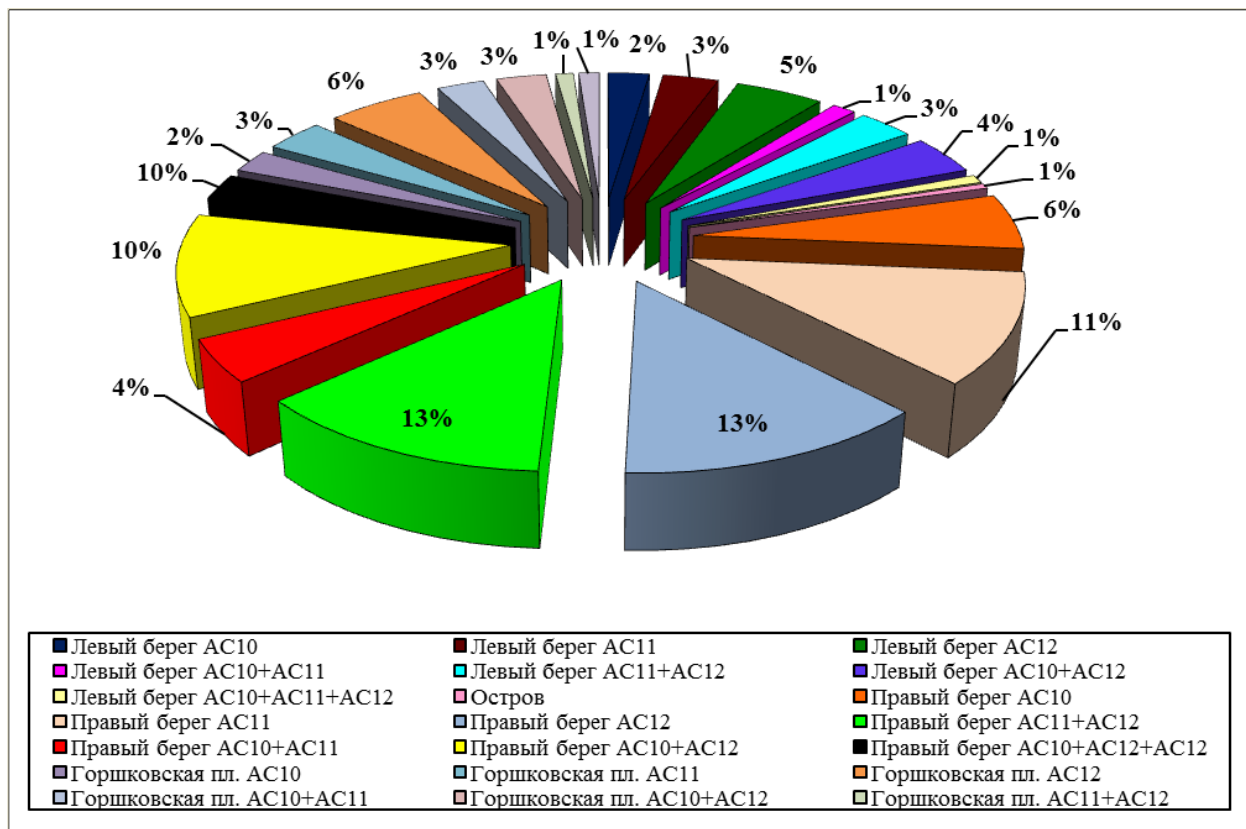


Рисунок 10 – Распределение операций ГРП на новых скважинах

Наибольшее количество скважино-операций на скважинах, выводимых из бурения, проведено на Правобережном берегу. В 2012 г. в разработку вводится новый участок – Горшковская площадь. Следует отметить, что на правобережном берегу в 2011-2020 г.г. были пробурены 24 горизонтальные скважины (ГС) с ГРП. Меньшее количество мероприятий по ГРП (3 операции) выполнено на острове, в связи с разбуренностью этого участка.

Средние запускные дебиты на скважинах, вводимых из бурения:

- Левый берег – по жидкости 83,0 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 67,1 т/сут;
- Правый берег - по жидкости 117,2 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 92,2 т/сут;
- Остров - по жидкости 108,0 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 85,4 т/сут;
- Горшковская площадь – 82,7 м<sup>3</sup>/сут, по нефти – 67,1 т/сут.

Для оценки эффективности ГРП были рассчитаны фактически достигнутые скин-факторы по скважинам, средние значения полудлин трещин. На модели сравнивали добычу по скважинам без проведения ГРП с фактическими результатами [9].

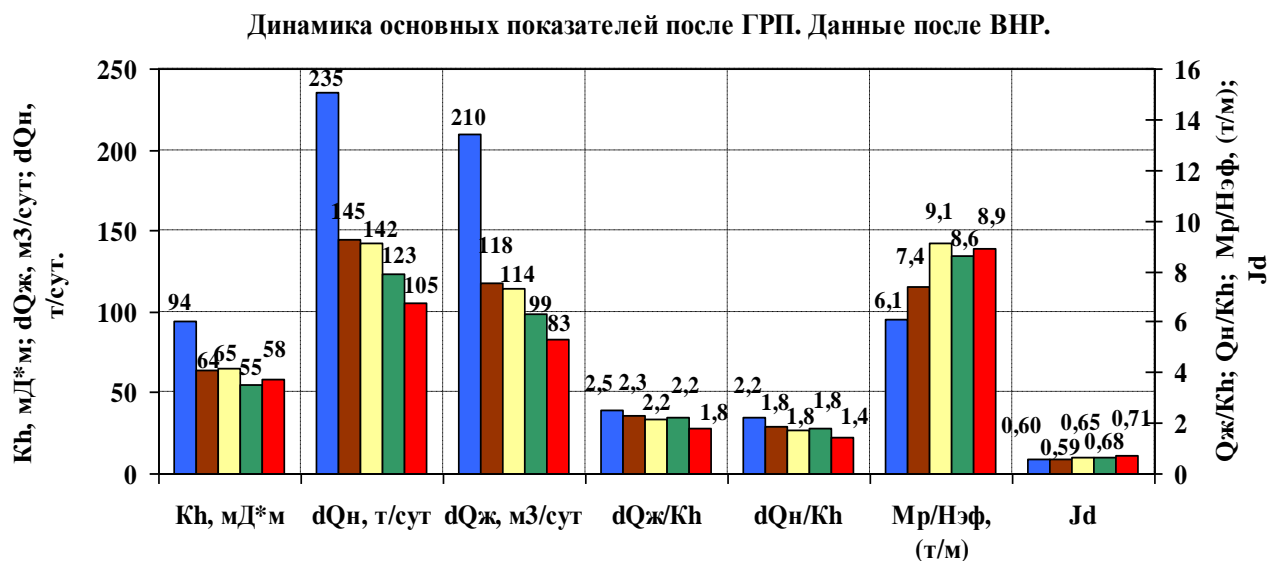


Рисунок 11 – Динамика основных показателей скважин из бурения с ГРП

Из рисунка 11 видно, что происходит снижение величины Kh, при этом снижается прирост по дебиту жидкости и нефти от ГРП. Это объясняется тем, что новые скважины бурятся в зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. В результате произошло увеличение среднего безразмерного коэффициента продуктивности скважин Jd с 0,60 до 0,71.

В 2019 г. ГРП выполнен на 250 новых скважинах, добыча нефти равна 1820,4 тыс. т. В 2020 г. ГРП выполнен на 342 новых скважинах, добыча нефти – 1615,3 тыс. т. Общая добыча нефти за два года составила 5882,2 тыс. т.

Таким образом:

1. Увеличение объемов бурения при вскрытии нескольких пластов одной скважиной привело к росту количества выполняемых операций ГРП;
2. Усовершенствование технологии ГРП привело к значительному увеличению времени технологического эффекта от мероприятия;
3. По переходящему фонду основной объем ГРП проводится на пластах АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> отстающих по темпам выработки. Безразмерный индекс

продуктивности скважин  $J_d$  сохранился на стабильном уровне (0,60-0,68). Средняя масса проппанта на единицу эффективной мощности достаточно высокая (7,7–10,6 т/м);

4. Новые скважины бурятся в зонах с худшими ФЕС, за счет чего наблюдается снижение величины  $K_h$ . Наблюдается рост  $J_d$ , и увеличение массы закачиваемого проппанта на эффективную толщину;

5. В июне 2012 г введен в разработку новый участок Горшковская площадь с дебитами: по жидкости 82,7 м<sup>3</sup>/сут; по нефти – 67,1 т/сут.

### 3.2 Результаты проведения зарезок боковых стволов

Зарезка боковых стволов (ЗБС) применяется для направленного вовлечения в разработку слабодренируемых целиков нефти. Наиболее актуально применение ЗБС на СЛТ Приобского месторождении для увеличения Кохв пластов АС<sub>10</sub>, АС<sub>12</sub> разбуренной части (данные пласты имеют отстающие темпы по выработке запасов [10]).

Бурение ЗБС начато в 2007 г. На 01.01.2020 г. пробурено 394 боковых стволов с опережением проекта (рисунок 12).

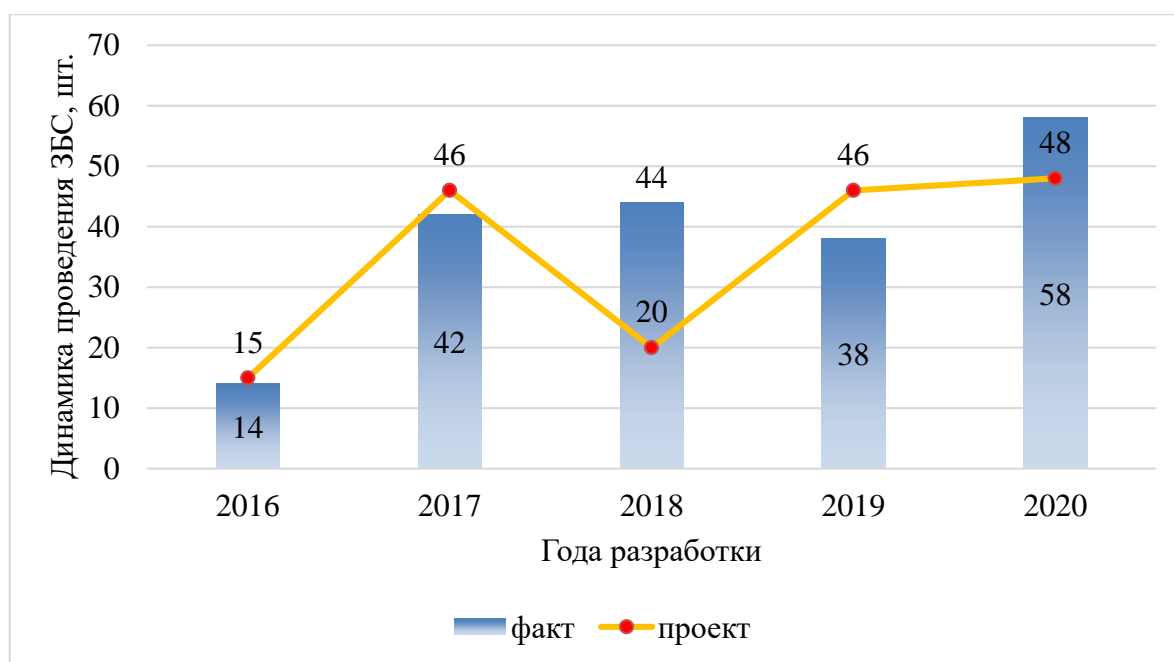


Рисунок 12 – Сравнение фактического и проектного количества ЗБС по годам

Распределение ЗБС по пластам показывает, что имеется тенденция увеличения количества ЗБС на пласт АС<sub>10</sub>, а также на пласт АС<sub>12</sub> (рисунок 13, 14).

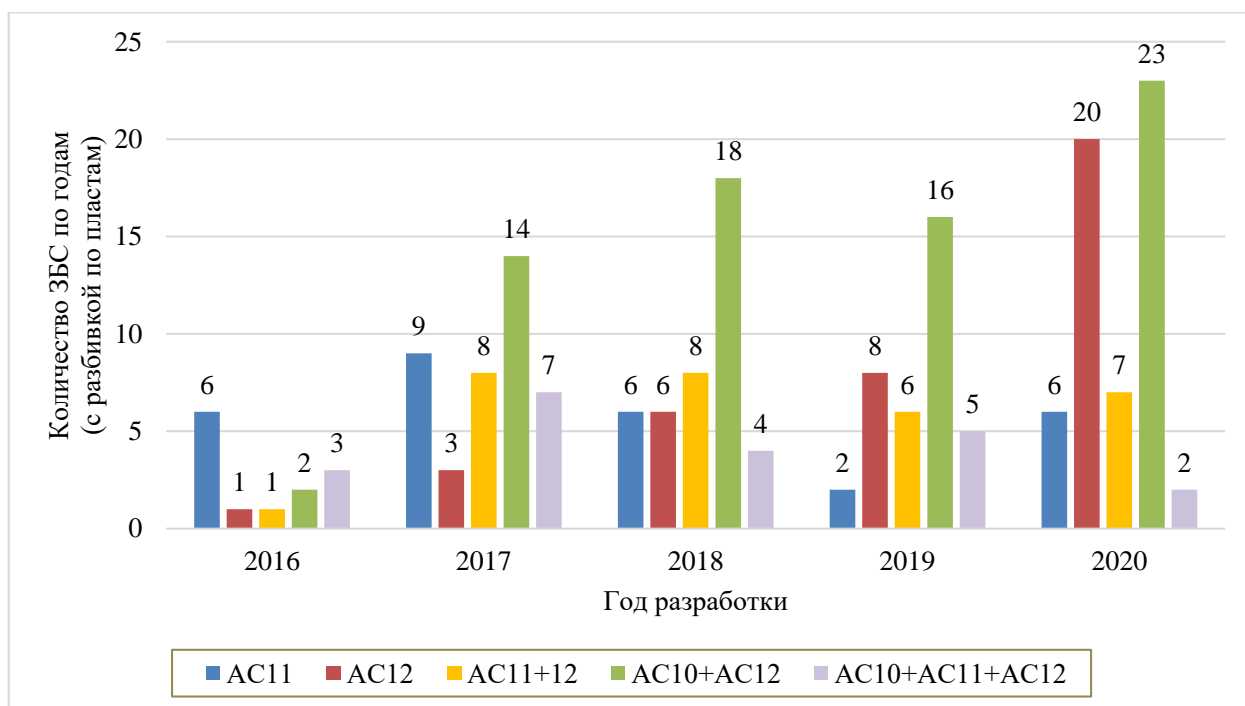


Рисунок 13 – Количество проведенных ЗБС по годам (с разбивкой по пластам)

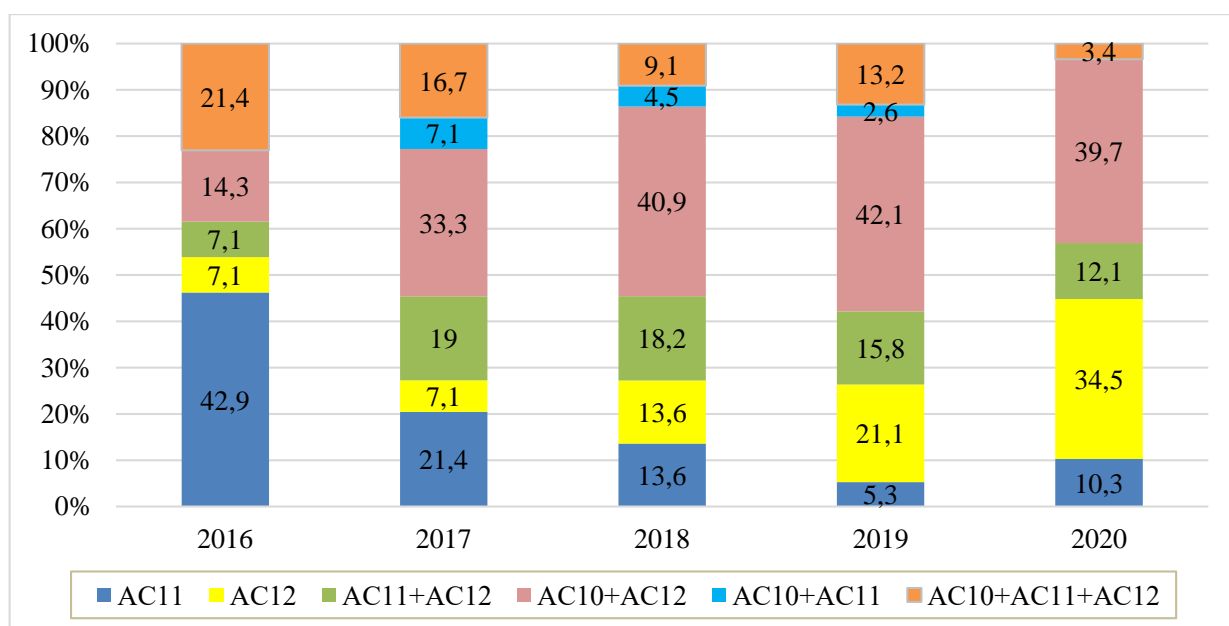


Рисунок 14 – Доли пластов с проведенными ЗБС по годам

ЗБС проводится на скважинах как действующего, так и бездействующего фондов. Критериями для ЗБС на действующих скважинах является дебит нефти

скважин менее 5 т/сут, резкий скачок обводненности в последние месяцы, либо обводненность более 60-70%, а также значительные объемы остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) по области (не менее 100 тыс. т.). Для скважин бездействующего фонда необходимо наличие достаточных ОИЗ по окружению.

Рассмотрим несколько примеров по скважинам, по которым были проведены ЗБС за 2019- 2020 г [11].

Например, скважина № 4493 – проектная добывающая на пласты АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub>, была введена в эксплуатацию в сентябре 2015 г. Скважина располагается на левобережной части СЛТ. С апреля 2017 г. находится в бездействии. Показатели разработки перед переводом в бездействующий фонд: дебит по нефти 13,7 т/сут, по жидкости – 30,4 т/сут, обводненность – 54,9 %. Накопленная добыча: жидкости – 18,5 тыс. т, нефти – 12,6 тыс. т. Остаточные извлекаемые запасы по данной скважине составляют 657,6 тыс. т.

Ввиду технической невозможности дальнейшей эксплуатации скважины № 4493, для вовлечения в разработку запасов, не охваченных выработкой, было предложено приобщить пласт АС<sub>12</sub> и выполнить реконструкцию методом зарезки второго ствола на северо-восток (отход 210 м) на объекты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>. (рисунок 15)

После проведения ЗБС 01.01.2020 г. на пласты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub> запускной дебит нефти составил 112,5 т/сут, жидкости 117,9 т/сут, обводненность 4,6 %. На 01.01.2020 г. накопленная добыча нефти от ЗБС на скважине №4493 составляет 31,2 тыс. т, текущая обводненность – 20,4 %. Добыча нефти по пластам распределилась: пласт АС<sub>10</sub> – 7,8 тыс. т; пласт АС<sub>11</sub> – 7,7 тыс. т.; пласт АС<sub>12</sub> – 15,7 тыс. т. Зарезка бокового ствола на этой скважине позволила вовлечь в разработку слабодренируемые запасы зоны пластов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>.



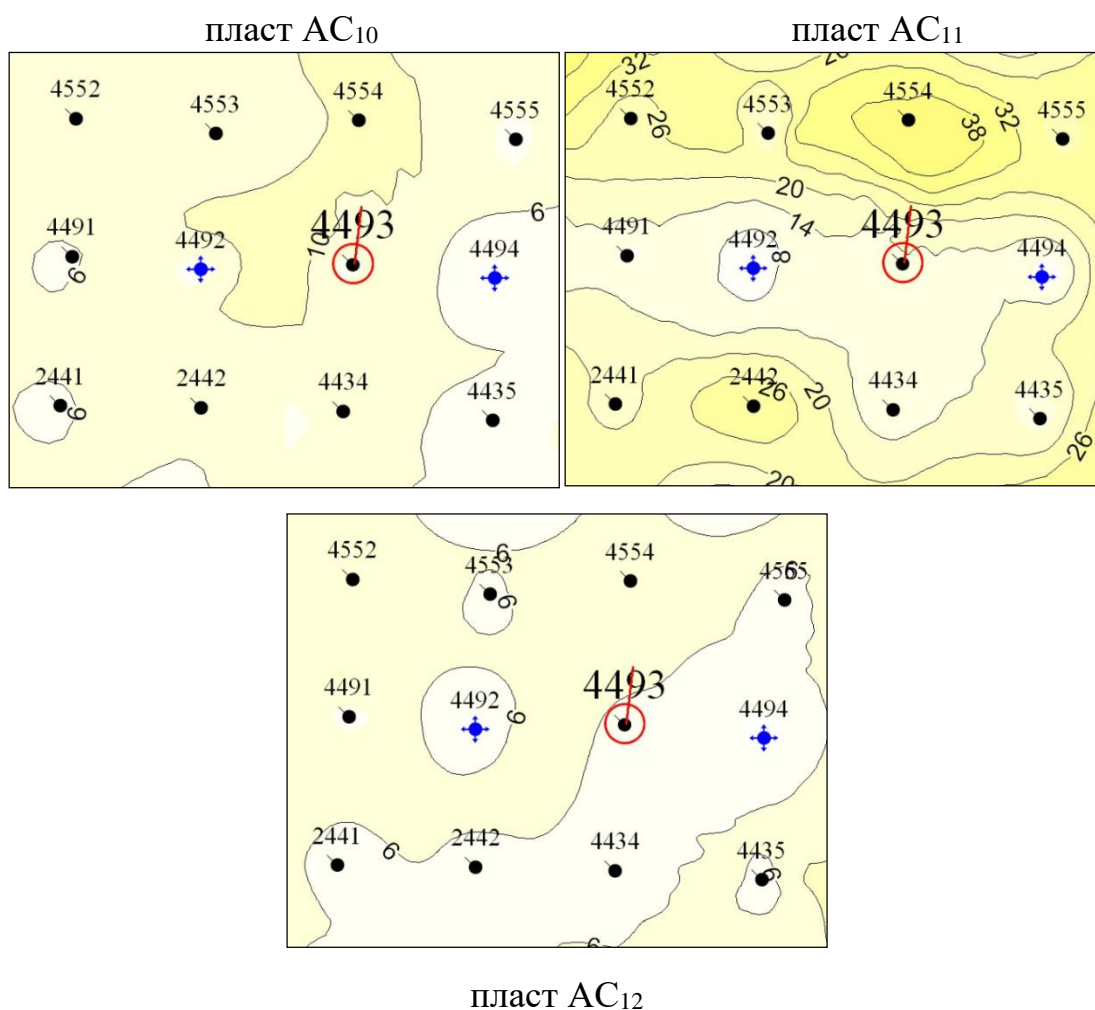


Рисунок 15 – Карта текущих нефтенасыщенных толщин  
(ЗБС на скважине №4493)

Скважина № 265Р – проектная добывающая на объект АС<sub>11</sub>, введена в эксплуатацию в январе 1999 г, находится на правобережной части месторождения. В августе 1999 г. приобщили к пласту АС<sub>10</sub>. Показатели разработки данной скважины на февраль 2019 г. – находится в бездействии. Накопленная добыча: жидкости – 652,8 тыс. т, нефти – 138,3 тыс. т. Остаточные извлекаемые запасы по данной скважине составляют 468,5 тыс. т.

Ввиду нерентабельности дальнейшей эксплуатации скважины № 265Р, для увеличения темпов отбора добычи нефти и коэффициента нефтеотдачи, было рекомендовано выполнить реконструкцию методом зарезки второго ствола на

пласты АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. Направление ствола на северо-восток (отход 350 м). (рисунок 16).

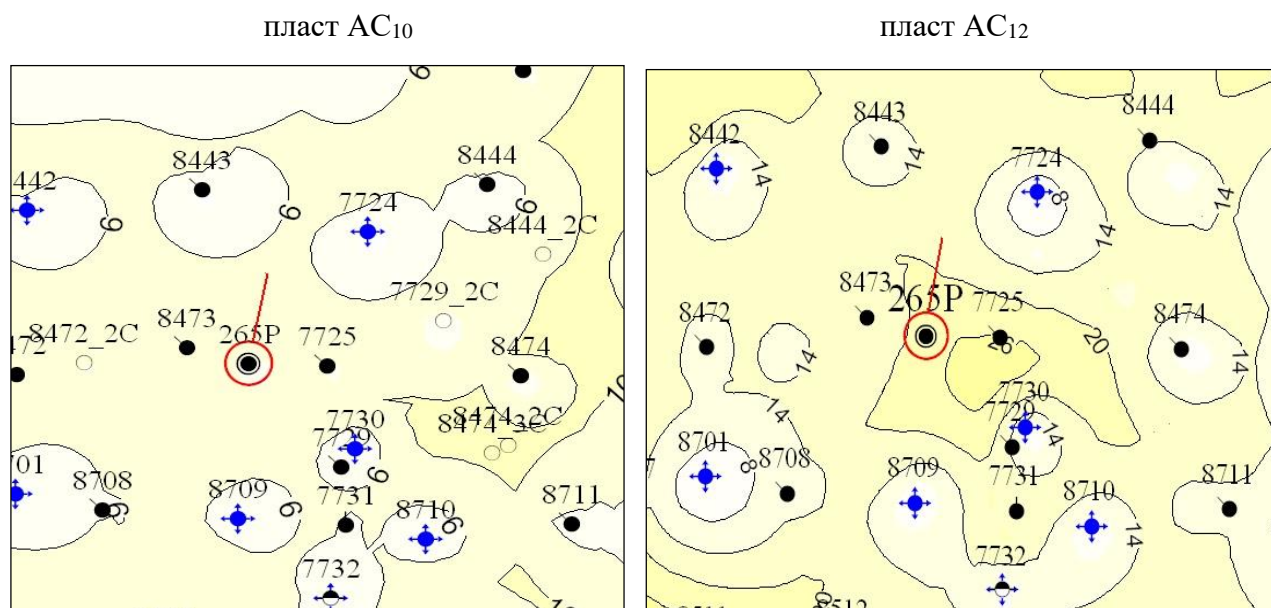


Рисунок 16 – ЗБС на скважине №265P

После проведения ЗБС 30.03.2020 г. на пласт АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub> (рисунок 16) запускной дебит нефти составил 128,5 т/сут, дебит жидкости 140,1 т/сут и обводненность 8,3 %. На 01.01.2021 г. накопленная добыча от ЗБС на скважине №265P составляет 36,1 тыс. т, текущая обводненность – 17,1%. Накопленная добыча нефти по пластам распределилась: пласт АС<sub>10</sub> – 11,2 тыс. т., пласт АС<sub>12</sub> – 24,8 тыс. т. Таким образом, ЗБС является эффективным и для низкопроницаемого обводненного пласта АС<sub>10</sub> и для низкопроницаемого расчлененного пласта АС<sub>12</sub>.

Скважина № 6349 – проектная добывающая на пласт АС<sub>11</sub>, введена в эксплуатацию в июле 2013 г. Скважиной работает на один пласт АС<sub>11</sub>.

Показатели разработки данной скважины на март 2018 г.: дебит по нефти – 11,4 т/сут; дебит по жидкости – 64,7 т/сут; обводненность – 82,3 %. Скважина находится в бездействии. Накопленная добыча: жидкости – 107,3 тыс. т., нефти – 67,0 тыс. т. Остаточные извлекаемые запасы по данной скважине составляют 290,5 тыс. т.

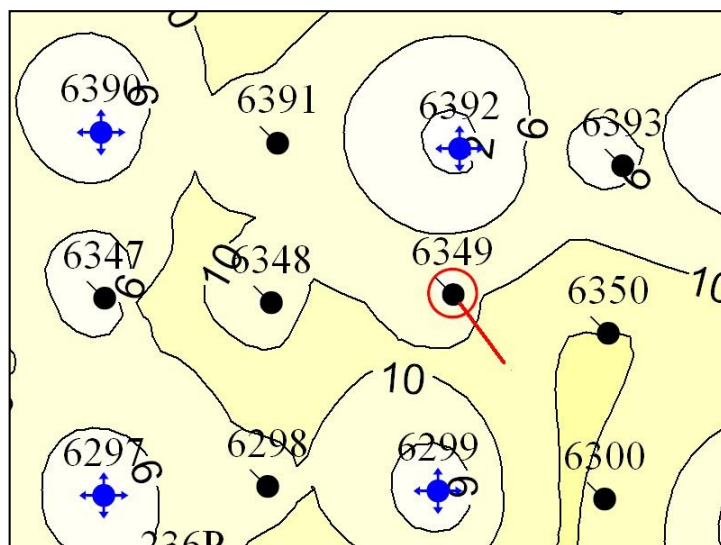


Рисунок 17 – ЗБС на скважине №6349 (Пласт АС<sub>11</sub>)

Ввиду нерентабельности дальнейшей эксплуатации скважины №6349, для увеличения темпов отбора добычи нефти и коэффициента нефтеотдачи, было рекомендовано выполнить реконструкцию методом зарезки второго ствола на объект АС<sub>11</sub>. Направление ствола на юго- восток (отход 280 м) (рисунок 17).

После проведения ЗБС 21.08.2017 г. на пласт АС<sub>11</sub> запускной дебит нефти составил 63,2 т/сут, дебит жидкости 79,4 т/сут и обводненность 20,4 %. На 01.01.2019 г. накопленная добыча от ЗБС на скважине №6345 составляет 7,9 тыс. т, текущая обводненность – 34,1 %. Таким образом, ЗБС является эффективным и для высокопроницаемого обводненного пласта АС<sub>11</sub>.

Дополнительная добыча за пять лет от ЗБС составила – 3701,1 тыс. т. Удельная дополнительная добыча составила 22,0 тыс. т./скв. опер. В том числе по пласту АС<sub>11</sub> – 685,9 тыс. т, по пластам АС<sub>10</sub>+АС<sub>11</sub> – 126,5 тыс. т, по пластам АС<sub>11</sub>+АС<sub>12</sub> – 609,1 тыс. т, по пластам АС<sub>10</sub>+АС<sub>11</sub>+АС<sub>12</sub> – 698,1 тыс. т, по пласт АС<sub>12</sub> – 513,7 тыс. т, по пластам АС<sub>10</sub>+12 – 1067,8 тыс. т. (рисунок 18).  
Дополнительная добыча от ЗБС с учетом пласта АС<sub>12</sub> составила 1755,8 тыс. т.

Дополнительная добыча за 2019-2020 г. г. составила 727,6 тыс. т. Удельная дополнительная добыча составила 7,6 тыс. т./скв. опер.

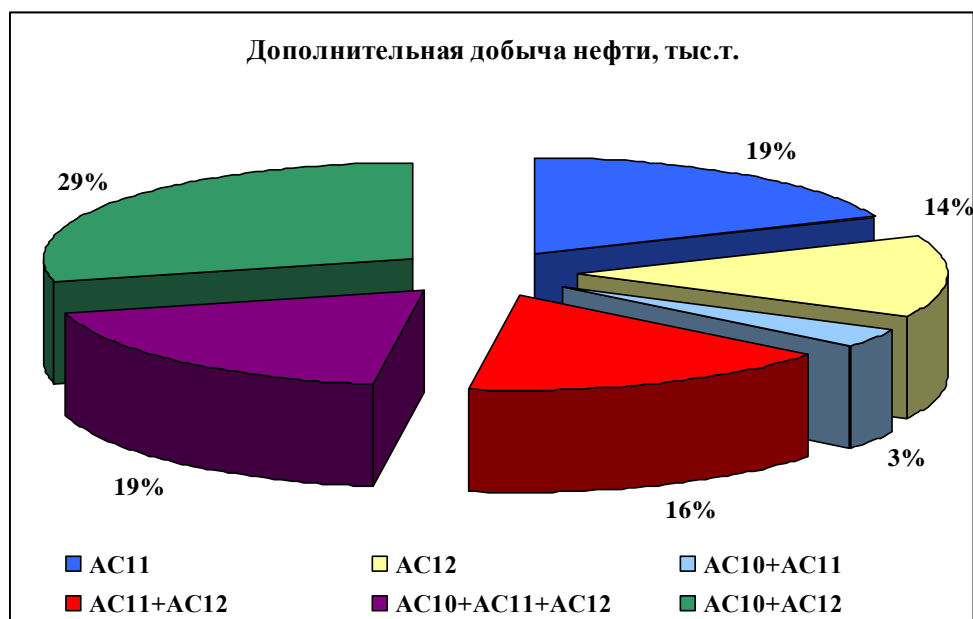


Рисунок 18 – Распределение накопленной добычи от ЗБС по пластам

Таким образом:

ЗБС является одним из «тяжелых» (эффективных) видов ГТМ на Приобском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти).

Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты  $AC_{10}$ ,  $AC_{12}$  увеличивается с каждым годом.

ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта  $AC_{11}$ , так и низкопроницаемого расчлененного  $AC_{12}$ .

### 3.3 Анализ результатов применения технологии одновременной раздельной закачки

На 01.01.2020 г. действующий фонд добывающих скважин Приобского месторождения составляет 2380 скважин, из этого фонда 69,5 % скважин в том или ином сочетании совместно эксплуатируют несколько объектов. Действующий нагнетательный фонд – 679 скважины, из которых 68,8 % – в совместной эксплуатации. В связи с этим остро встает проблема регулирования и контроля выработки запасов каждого пласта.

Одновременная раздельная закачка (ОРЗ) – технология, позволяющая через одну нагнетательную скважину вести закачку одновременно в несколько продуктивных горизонтов с регулированием расхода жидкости в каждый пласт. Технология ОРЗ применяется при заметном преобладании закачки в один или несколько пластов при незадействованных или слабо задействованных остальных. Применение технологии ОРЗ позволяет осуществлять более равномерную разработку запасов.

Закачка воды в пласт может осуществляться по двум основным схемам:

- 1) Индивидуальная колонна труб (лифт) для рабочего агента на каждый объект;
- 2) Общая колонна труб на все объекты с установкой индивидуальных забойных регуляторов расхода.

Принцип действия ОРЗ основан не только на ограничении закачки в один из принимающих интервалов, но и на ее перераспределении, то есть, на увеличении приемистости пласта (или пластов), приемистость которого либо отсутствовала, либо была недостаточной. Такой эффект возможен лишь при увеличении величины забойных давлений. Ограничение закачки в один или несколько пластов первоначально приводит к снижению приемистости скважины и, следовательно, увеличению забойного и устьевого давления за счет снижения потерь на трение. Можно считать, что устьевое давление зависит только от давления на выходе КНС, поскольку изменение приемистости скважины незначительно сказывается на распределении давления в поверхностной системе труб.

В связи с тем, что среднее забойное давление нагнетательных скважин составляет ~ 40 МПа и практически на всем фонде проведен ГРП, зависимость приемистости скважины от величины забойного давления носит нелинейный характер. Поэтому, при небольшом увеличении забойного давления за счет снижения потерь на трение, приемистость слабо принимающих пластов значительно возрастает за счет раскрытия трещин ГРП.

Стратегия спуска компоновок одновременно-раздельной закачки представлена на рисунке 19.

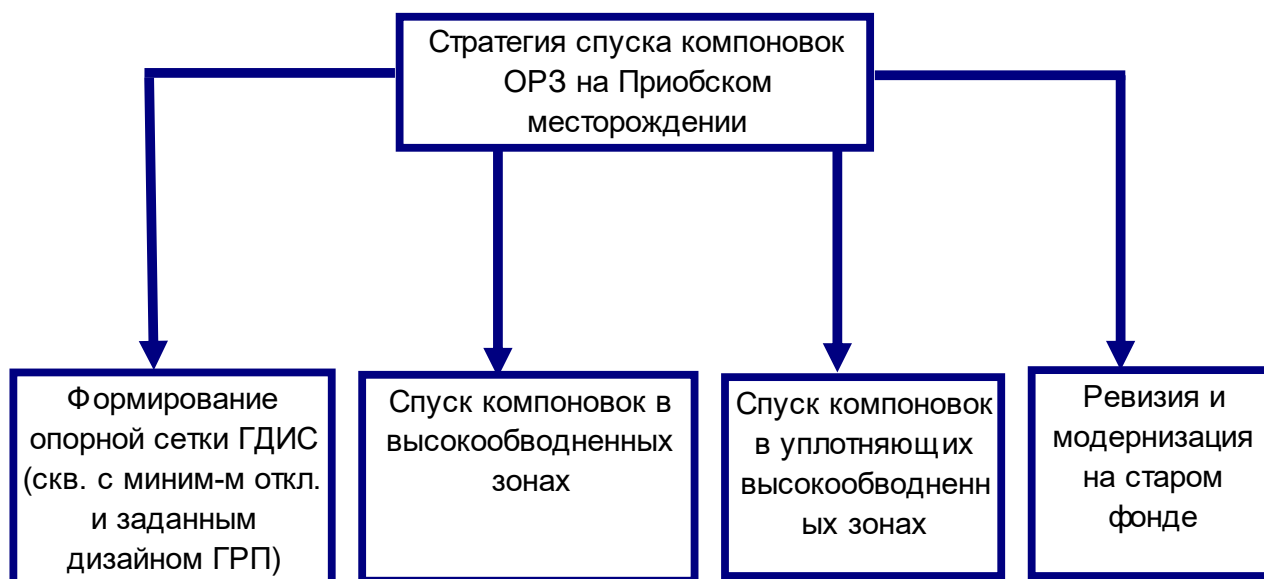


Рисунок 19 – Стратегия спуска компоновок ОРЗ

По состоянию на 01.01.2020 г. порядка 38% скважин с ОРЗ имеют ряд технических проблем. Для сокращения количества скважин с техническими проблемами за последние два года было проведено 92 ревизии и по программе в текущем 2022 году запланировано порядка 106 монтажей ОРЗ для ревизии и спуска в новые скважины (рисунок 20).

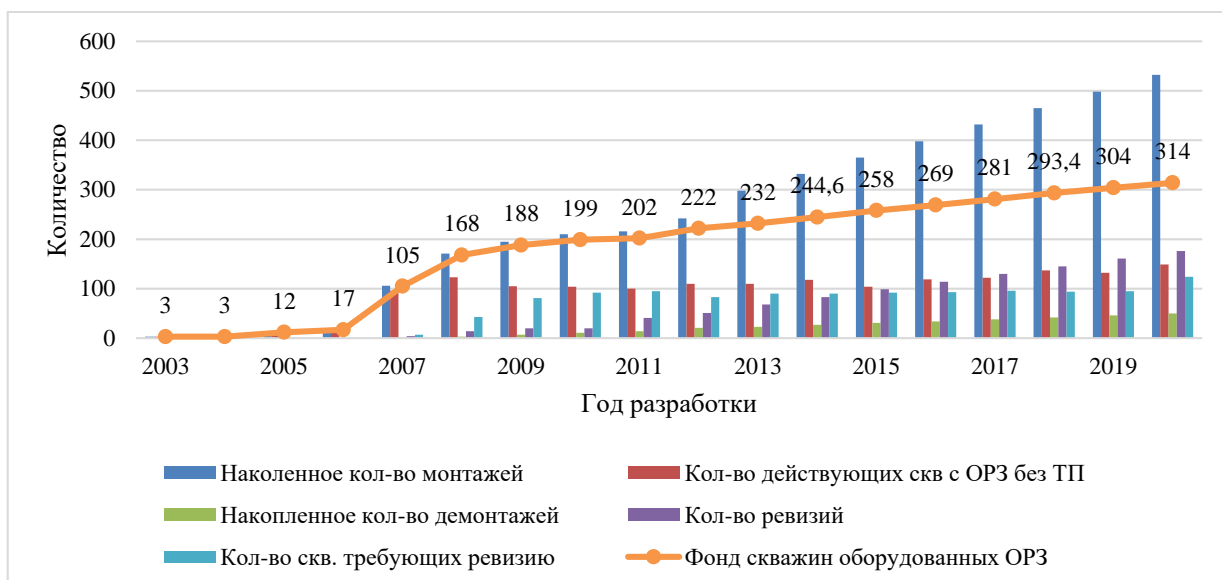


Рисунок 20 – Состояние фонда скважин с ОРЗ и кол-во проведенных мероприятий

За весь период применения данной технологии на скважинах, оборудованных ОРЗ было проведено всего 1996 селективных исследований и мероприятий:

- ГДИС – 644;
- Трассерные исследования – 80;
- ОПЗ – 100;
- МУН – 78;
- Регулировки-1094.

Количество проведенных промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости и технического состояния нагнетательных скважин с ОРЗ составил 1823 шт.

На сегодняшний день для ОРЗ на Приобском месторождении применяется в основном оборудование «НефтеГазТехника», которое позволяет:

- Регулировать закачку посредством установки сменных штуцеров на каждый пласт с возможностью полной изоляции нужного пласта;
- Проходной диаметр 57,15 мм компоновки ОРЗ, что позволяет проводить все необходимые исследования и мероприятия;
- Возможность установки манометров для исследований;
- Проведение селективных мероприятий (МУН, ОПЗ, ГДИС, трассерные исследования).

В период с 2003 г. по 2006 г. проводилась апробация технологии, компоновки ОРЗ спускались преимущественно в обводненных зонах. Отрабатывались различные приемы и технологии исследований и регулирований оборудования. В настоящее же время разработаны критерии применимости и стратегия развития ОРЗ:

- Многопластовая зона месторождения;
- По результатам ПГИ должны подтвердиться потери давления на трение и различие удельных приемистостей;
- Выработка от начальных извлекаемых запасов должна быть не менее 30%;
- Пластовое давление по ограничиваемому пласту более 250 атм;

- Проведение ГДИС на низкопродуктивные пласты с определением давления раскрытия трещины;
- Опорная сетка скважин ГДИС, селективные исследования и мероприятия.

Технология ОРЗ позволяет вовлечь в разработку трудноизвлекаемые запасы, которые ранее не вырабатывались.

Рассмотрим пример оценки прироста извлекаемых запасов по скважине 8703. До спуска компоновки основная выработка шла по АС<sub>11</sub>. После спуска компоновки ОРЗ и проведения регулировок произошло эффективное перераспределение закачки на АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>. Доля принимающей жидкости по АС<sub>10</sub> увеличилась от 8% до 53%, по АС<sub>12</sub> от 21% до 47% от общей приемистости скважины. Результаты перераспределения подтверждены промыслово-геофизическими исследованиями (рисунок 22).

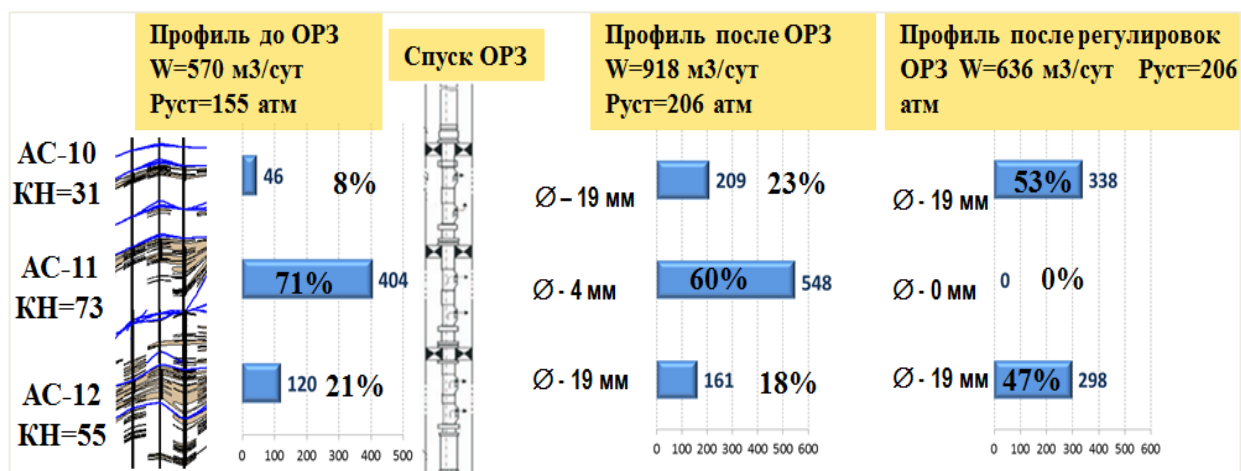


Рисунок 22 – Профиль приемистости до и после ОРЗ на скважине №8703

Проанализировав работу добывающих скважин по окружению без ГТМ было выявлено, значительное снижение обводненности и увеличение дебита нефти за счет вовлечения пластов, которые плохо вырабатывались (рисунок 23).



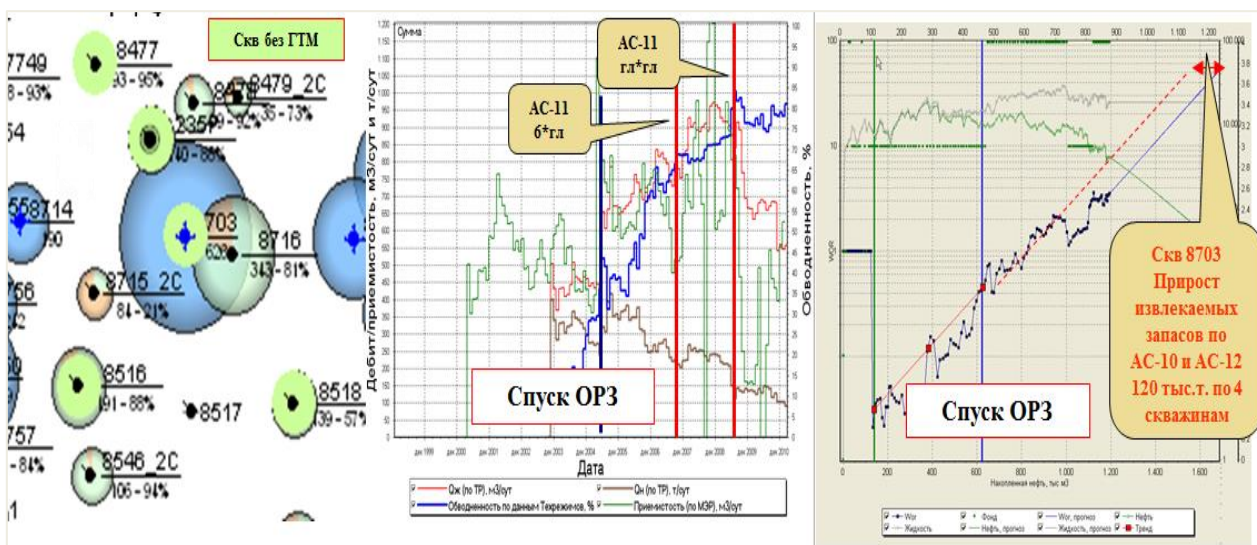


Рисунок 23 – Оценка прироста извлекаемых запасов

Таким образом, данные ПГИ подтверждают, что использование ОРЗ позволило интенсифицировать выработку запасов коллекторов АС<sub>10</sub> и АС<sub>12</sub>, что привело к приросту извлекаемых запасов по 4 скважинам окружения скв. №8703 на 120 тыс. т. Оценка среднесуточного прироста извлекаемых запасов на одну добывающую скважину составил 6 т/сут.

Общий прирост извлекаемых запасов, за счет применения технологии ОРЗ, рассчитанный по ХВ LN (ВНФ) в ПК ГИД составил 2,186 млн.т нефти.

Ежемесячно от регулировок на скважинах с ОРЗ проводится оценка дополнительной добычи.

Как пример, рассмотрим участок со скважинами ОРЗ скв. №8720 и скв. №8722. До спуска ОРЗ основная выработка шла по АС<sub>11</sub>, после спуска компоновки и проведения регулировок по ограничению АС<sub>11</sub> получили эффективное перераспределение закачки на АС<sub>12</sub>, т.е. доля принимающей жидкости по АС<sub>12</sub> увеличилась от 1% до 55% от общей приемистости. Результаты перераспределения подтверждены промыслово-геофизическими исследованиями (рисунок 24).

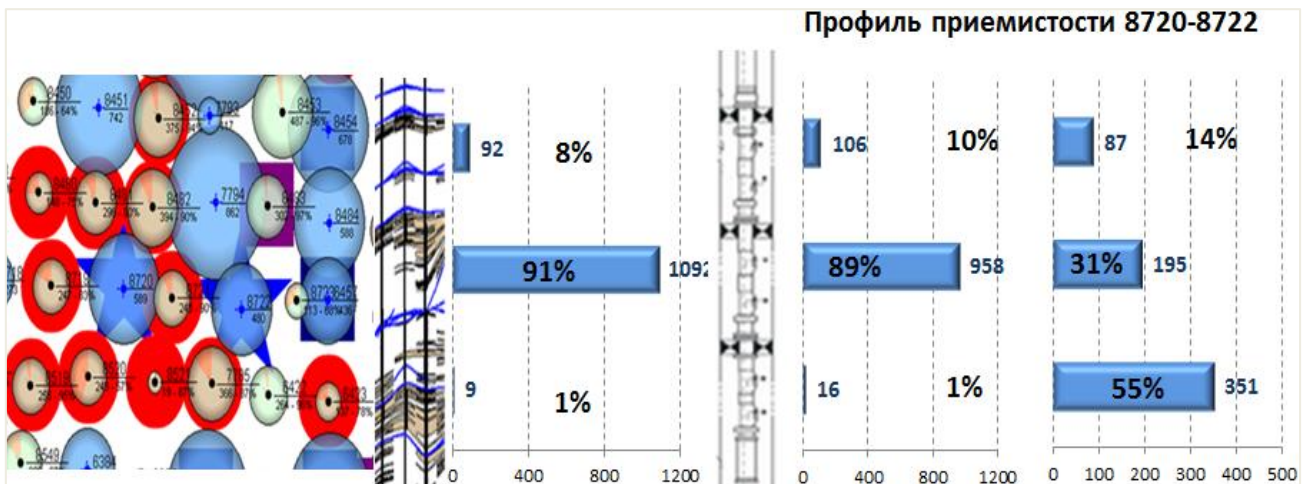


Рисунок 24 – Профиль приемистости на скв №8720 и №8722

К примеру, рассмотрев участок за 2006-2011 г., проанализировав работу добывающих скважин без ГТМ на данном участке до ОРЗ и после видно, что после регулировки снизился темп роста обводненности и увеличился дебит нефти (рисунок 25).

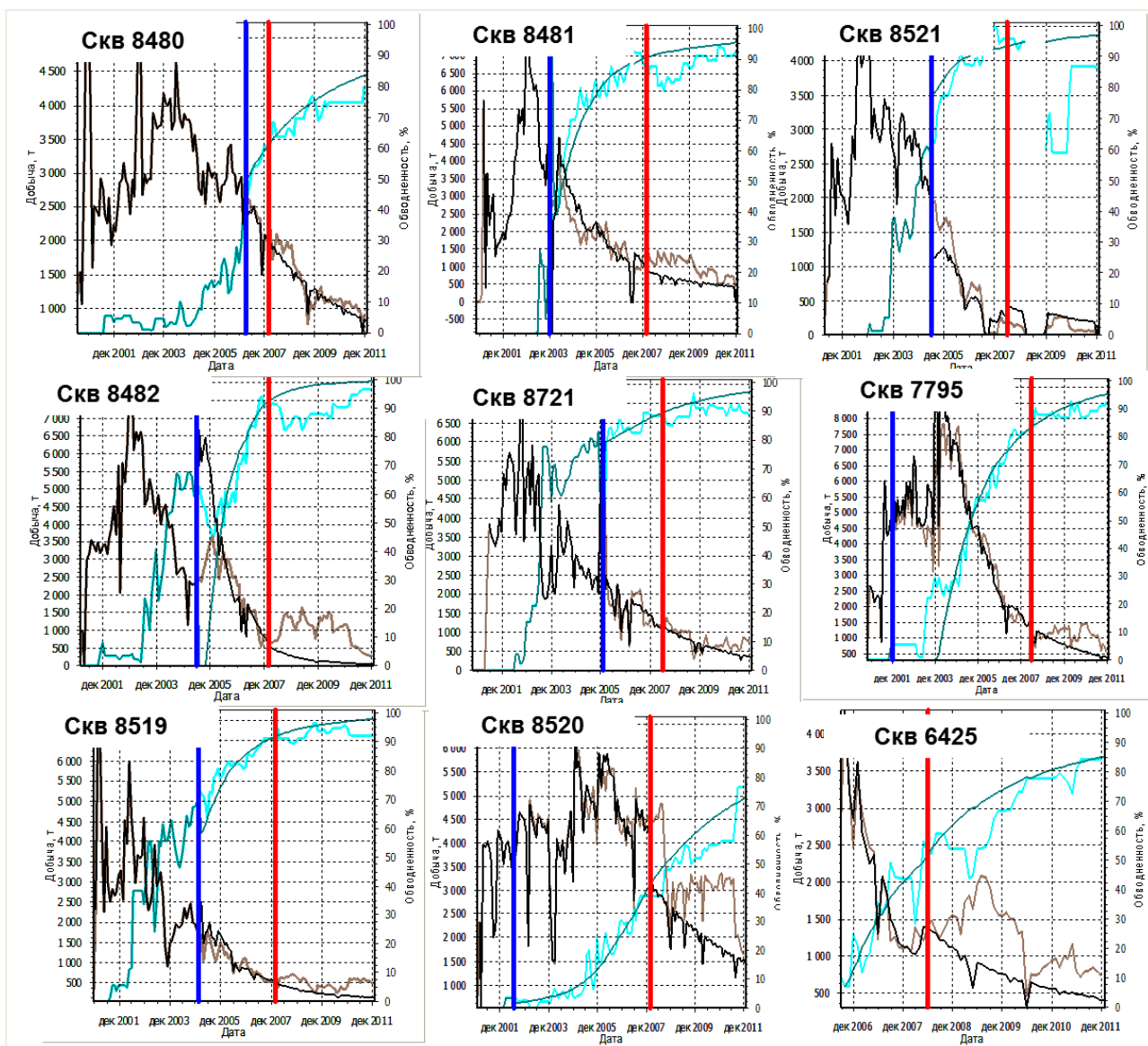


Рисунок 25 – Темпы обводненности и дебита нефти по добывающим скважинам до и после регулировки.

Нужно отметить, что за счет оптимизации режима работы нагнетательных скважин удалось повысить эффективность технологии за 2019 г – дополнительная добыча нефти выросла с 39 тыс. т. в 2011 г. до 86 тыс. т. нефти за год.

Дополнительная добыча нефти от мероприятия ОРЗ по СЛТ Приобского месторождения составила 125,3 тыс. т., накопленная дополнительная добыча нефти составляет 305 тыс. т. (рисунок 26)



Рисунок 26– Оценка дополнительной добычи от регулировок

Таким образом, использование компоновок одновременно-раздельной закачки позволило получить дополнительную добычу нефти за счет замедления темпов роста обводненности путем ограничения закачки в промытый пласт и перераспределения закачки в горизонты, ранее не вовлеченные в процесс разработки.

## Выводы

Внедрение технологии ОРЗ выполняется в соответствии с проектным документом. На 01.01.2020 г. компоновками ОРЗ оборудованы 222 скважины. Таким образом, на СЛТ Приобского месторождения 45% нагнетательных скважин, эксплуатирующих более одного объекта, оборудовано компоновками ОРЗ.

ОРЗ является эффективным инструментом контроля выработки запасов по каждому объекту разработки при совместной эксплуатации, поскольку позволяет проводить исследования отдельно по каждому пласту.

ОРЗ является эффективным инструментом регулирования разработки. В результате спуска компоновок ОРЗ происходит однозначное перераспределение

профиля закачки по пластам в сторону низкопринимающих пластов. Это подтверждается результатами ПГИ и работой скважин окружения. Накопленная дополнительная добыча на 01.01.2020 г. по СЛТ составляет 305,0 тыс. т. ОРЗ позволило получить рост коэффициента охвата пласта заводнением и прирост извлекаемых запасов нефти на 2,186 млн.т.

Применение ОРЗ показало свою технологическую эффективность. Технология опробована и рекомендуется для дальнейшего применения, как инструмент регулирования и контроля выработки запасов при совместной эксплуатации пластов.

### **3.4 Результаты применения физико-химических МУН и потокоотклоняющих технологий**

Для интенсификации добычи нефти на Приобском месторождении применяются обработки призабойной зоны нагнетательных и добывающих скважин кислотными составами в сочетании с нефтяными растворителями, ПАВ. Результаты применения этих технологий по воздействию на призабойную зону скважин приводятся ниже.

**Обработка призабойной зоны пласта добывающих скважин.** В 2019-2020 гг. на северном лицензионном участке Приобского месторождения проведено 3260 ОПЗ добывающих скважин, в том числе 822 обработок ПАВ, 675 СКВ, 1763 ОПЗ проведено комплексом реагентов (СКО+ГКО, СКО+ПАВ и пр.). Необходимо отметить, что, как правило, ОПЗ проводились совместно с другими мероприятиями (ГРП, оптимизация насосного оборудования, перфорация и т.д.) и оценка технологической эффективности проводилась в комплексе, при этом дополнительная добыча от ГРП учитывалась отдельно. Успешность проведения выше 40 %. На рисунке 27 приведена динамика проведения ОПЗ по годам.

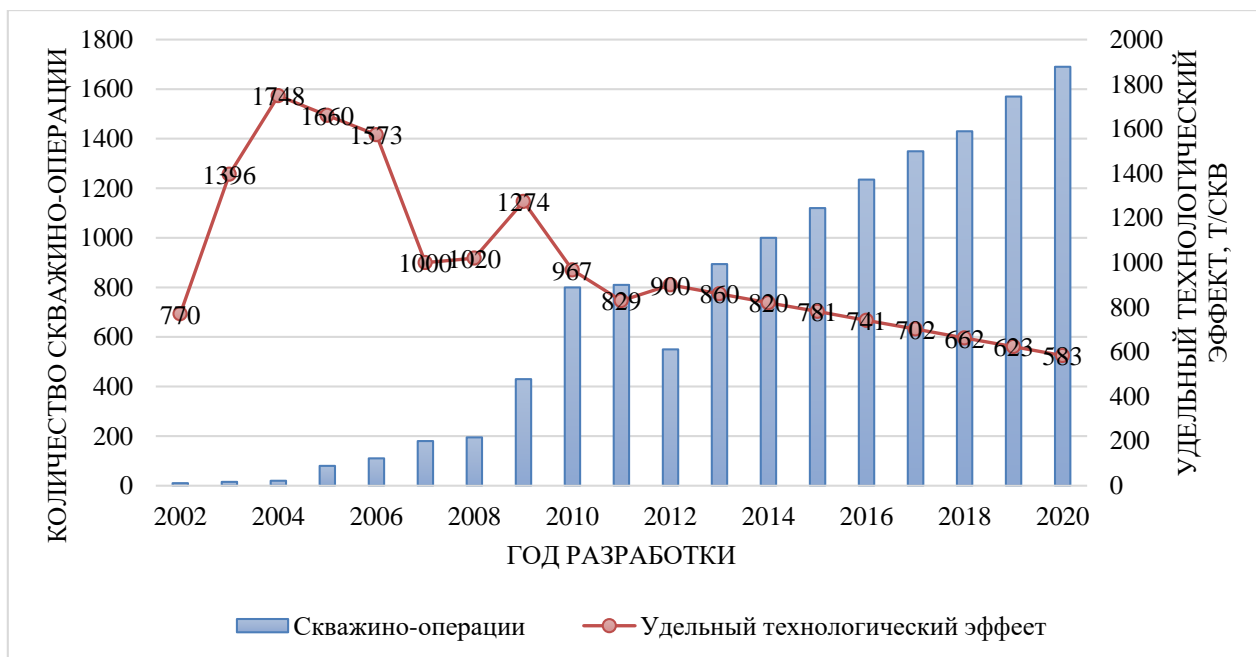


Рисунок 27 – Динамика проведения ОПЗ в 2002-2020 гг.

Наиболее высокая удельная эффективность получена при проведении комплексных обработок (ПАВ-кислотные, с добавлением растворителей, с газодепрессионным освоением и т.д.) – 0,8 тыс. т на скважино-обработку (без учета скважин с ГРП). Также эффективными зарекомендовали себя СКО и СКВ – средний удельный технологический эффект составил 0,6 тыс. т на скважино-обработку. Эффективность проведения обработок ПАВ оказалась несколько ниже – 0,5 тыс. т на скважино-обработку. В качестве примера высокоэффективной обработки можно привести скважину №4897б, где после проведения ОПЗ дебит нефти увеличился более чем в 2 раза (рисунок 28).

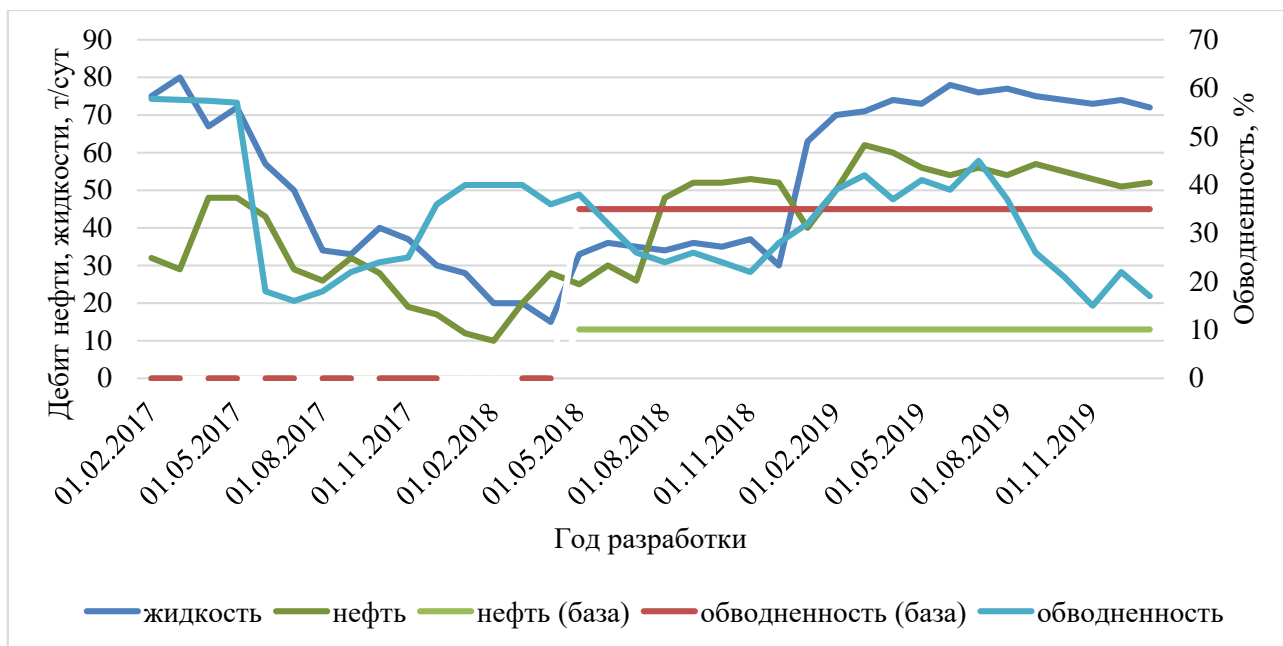


Рисунок 28 – Динамика дебита нефти жидкости и обводненности скважины 48976 (ПАВ, СКО, ХПП – 04.2011 г.)

Отметим, что в качестве растворителей применялся Нефрас, а также растворитель АСПО Напор-7301 – раствор производных аминов и органических кислот в смеси ароматических и алифатических растворителей. Также для проведения кислотных обработок использовалась кислотная композиция серии Ипроден КК – водорастворимая смесь органических и неорганических кислот в растворителях с добавками ингибиторов различного функционального назначения и ПАВ. В качестве одного из компонентов составов применялся также ингибитор отложений АСПО ХПП-004.

В целом в результате ОПЗ добывающих скважин, проведенных в 2019-2020 гг. дополнительно добыто 948,7 тыс. т нефти (не включая скважины с проведением ГРП и приобщением пластов), средний удельный технологический эффект составил 0,7 тыс. т нефти на скважино-обработку (по 94 скважинам эффект продолжается). По положительно отреагировавшим скважинам средний прирост дебита нефти составил 6,9 т/сут, жидкости – 12,8 т/сут, обводненность при этом практически не менялась (рисунок 29). По скважинам с отрицательным эффектом снижение дебита нефти составило 9,7 т/сут при росте обводненности в среднем на 5 %.

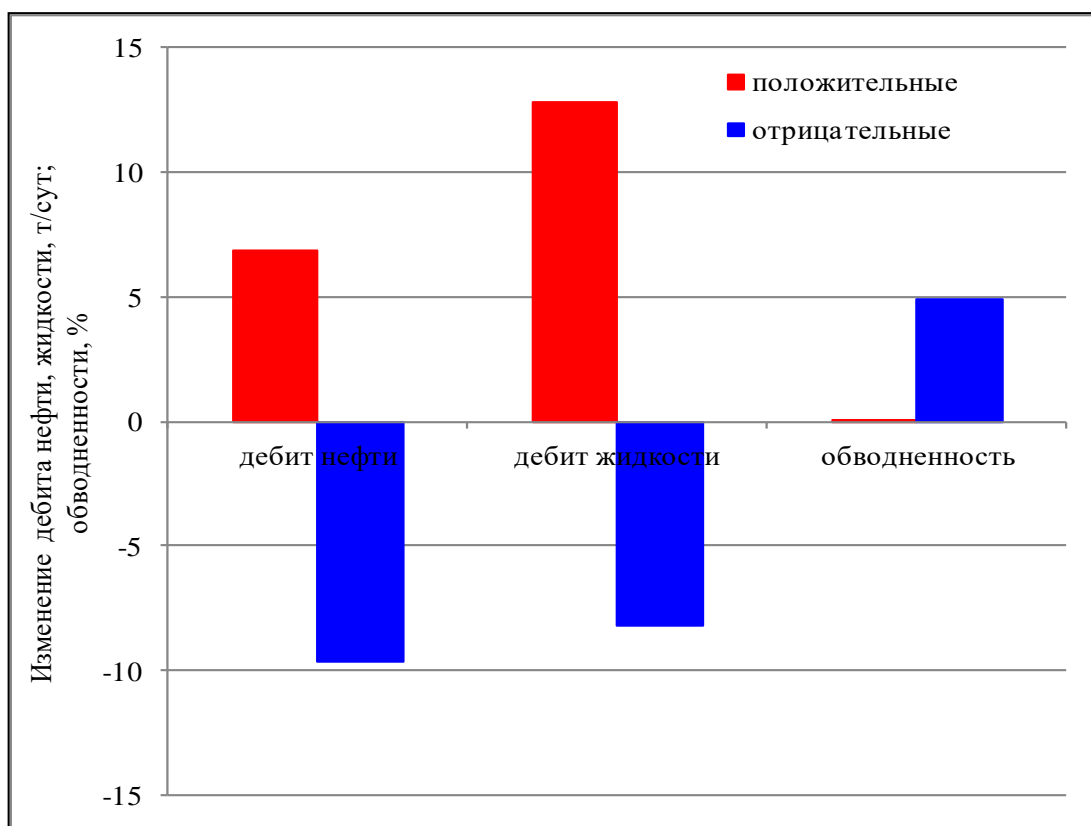


Рисунок 29 – Изменение дебитов нефти, жидкости и обводненности в результате проведения ОПЗ по положительно и отрицательно отреагировавшим скважинам

Всего за 2019-2020 гг. проведено 3080 ОПЗ, дополнительно добыто 3526,5 тыс. т нефти (включая скважины с проведением ГРП и приобщением пластов), средний удельный технологический эффект составил 1,1 тыс. т нефти на скважино-обработку. Без учета скважин, на которых одновременно проводился ГРП или приобщение пластов, дополнительно добыто 2151,9 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект 0,7 тыс. т нефти на скважино-обработку.

В 2019-2020 гг. на северном лицензионном участке проведено 269 ОПЗ нагнетательных скважин, в том числе 35 КОПЗП, 42 СКВ. Необходимо отметить, что до 2007 г. осуществлялись преимущественно комплексные обработки нагнетательных скважин (КОПЗП), а с 2008 г. начали применяться также соляно- и глинокислотные обработки и их композиции.

В результате проведенных в 2019-2020 гг. КОПЗП дополнительно добыто 38,2 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 1,1 тыс.



т на скважино-обработку, успешность работ 34 %. Приемистость в среднем увеличилась в 3,2 раза.

В результате солянокислотных обработок (СКВ, СКО) дополнительно добыто 33,4 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 0,8 тыс. т на скважино-обработку. Успешность работ составила только 27 %.

Более эффективными оказались комплексные ПАВ-кислотные обработки. В 2019-2020 гг. проведено 167 ПАВ-кислотных обработок (ПАВ+СКО, ПАВ+ГКО и др.), в том числе две с добавкой растворителей, успешность работ составила 45 %. Приемистость в среднем увеличилась в 3 раза. Дополнительно добыто 279 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект составил 1,7 тыс. т на скважино-обработку.

Всего в результате проведения ОПЗ нагнетательных скважин в 2019-2020 гг. дополнительно добыто 356,2 тыс. т нефти, средний удельный технологический эффект 1,3 тыс. т на скважино-обработку, приемистость в среднем увеличилась в 2,8 раза. Однако успешность работ в целом низкая – 30 % (снижение дебитов нефти по окружающим добывающим скважинам). Очевидно это связано с тем, что увеличение приемистости в большинстве случаев (54 %) приводит к росту обводненности по окружающим добывающим скважинам, в результате чего, несмотря на рост дебита жидкости, снижается дебит нефти.

### **Выводы**

При проведении ОПЗ добывающих скважин в 2019-2020 г. наиболее эффективными оказались комплексные обработки, что позволяет рекомендовать их для применения в дальнейшем.

При ОПЗ нагнетательных скважин в 2019-2020 г. наиболее эффективными оказались комплексные ПАВ-кислотные обработки – средний удельный технологический эффект 1,7 тыс. т на скважино-обработку, успешность работ 45 %.

### **3.5 Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации углеводородов**

Приобское месторождение характеризуется сложным строением продуктивных горизонтов, как по площади, так и по разрезу. Коллекторы горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> относятся к средне- и низкопродуктивным, а АС<sub>12</sub> – к аномально низкопродуктивным.

Одним из основных методов повышения нефтеотдачи является поддержание пластового давления закачкой воды в больших объемах. Как показывает опыт разработки отечественных и зарубежных месторождений заводнение является довольно эффективным методом воздействия при строгом соблюдении необходимых требований к технологии его осуществления.

В качестве объекта для применения МУН и интенсификации добычи нефти на Приобском месторождении рассматриваются продуктивные пласты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>, разрабатываемые с применением системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды, которые характеризуются:

- низкими значениями проницаемости пород-коллекторов (по горизонту АС<sub>10</sub> – 0,002-0,008 мкм<sup>2</sup>, по горизонту АС<sub>11</sub> – 0,005-0,012 мкм<sup>2</sup>, по горизонту АС<sub>12</sub> – 0,002-0,024 мкм<sup>2</sup>), по данному показателю объекты Приобского месторождения находятся у нижней границы применимости потокоотклоняющих технологий;

- повышенной пластовой температурой (88-92 °С), что соответствует верхней границе применимости полимеров и является оптимальным для термогелеобразующих систем;

- отсутствием активных пластовых вод, что благоприятствует применению физико-химических МУН;

- широкомасштабным производством ГРП, что кардинально меняет коллекторские свойства призабойных зон скважин, а также может привести к появлению техногенных трещин, соединяющих нагнетательные и добывающие скважины. Это потребует применения соответствующих технологий изоляции фильтрации воды по линейному потоку [12].

Главными особенностями Приобского месторождения являются высокая пластовая температура и массиванный гидравлический разрыв пласта, который в геолого-физических условиях рассматриваемых продуктивных коллекторов стал обязательным условием рентабельной разработки. Практически все добывающие и нагнетательные скважины (в период отработки на нефть) подвергались стимуляции. Кроме того, большинством скважин одновременно вскрыты два или три пласта. Анализ профилей приемистости нагнетательных скважин показывает, что, как правило, основное количество закачиваемой воды принимает только лучшая часть одного из вскрытых пластов, а другие пласты и/или вскрытые интервалы закачиваемую воду не принимают. Поэтому важным является вопрос выравнивания профиля вытеснения не только в пределах одного пласта, но и подключение в разработку других, не работающих пластов.

Выбор предлагаемых к внедрению МУН и технологий воздействия осуществлялся в три этапа. На первом этапе, на основании геолого-физических характеристик продуктивных пластов и существующих для каждого метода критериев их эффективного применения выбирались методы воздействия. На втором этапе выбирались базовые технологии, а на третьем этапе производился окончательный выбор конкретных технологий воздействия, композиций и составов.

В таблицах 6-8 приведены геолого-физические характеристики продуктивных пластов и значения граничных параметров применения рассматриваемых МУН, по которым путем их сопоставления давалось заключение о применимости того или иного метода.

Таблица 6 – Выбор физико-химических МУН по геолого-физическим критериям применимости

Параметры	Средние значения геолого-физических параметров пластов			МУН и граничные параметры применения							
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>	Закачка водных растворов ПАВ	Физико-химические			Заводнение с оторочкой CO <sub>2</sub>	Заводнение с оторочкой пара	Закачка водогазовых смесей	Внутрипластовое горение
					Потокоотклоняющие технологии на основе:						
					гель, осадкообразующих композиций	полимер-дисперсионные и волокнисто-дисперсионные составы	микроэмульсионные системы				
1. Тип залежи	Литологически ограниченная ЧНЗ			ЧНЗ >50%	В зависимости от конкретных технологий			ЧНЗ >50%	ЧНЗ >60%	ЧНЗ >50%	ЧНЗ >60%
2. Глубина залегания, м ; наличие ППД	2410	2450	2560	с ППД	с ППД			с ППД	<1000	>1500	<2000
3. Нефтенасыщенная толщина, м	5.8	7.3	7.6	>4, <15	>4, <15	>6	>4, <15	>3, <15	>6	>6, <15	>3
4. Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.005	0.012	0.002	>0.010;<0.300	>0.005;<2.000	>0.150;<6.000	>0.030;<0.1	>0.010,<0.8	>0.100	>0.050, <0.300	>0.100
5. Содержание глин, %	<15			<10	<20	<15	<20	-	-	-	-
6. Начальная нефтенасыщенность, %	72.0	74.0	72.0	>50	>35	>40	>45	>30-40	>40	>30	>40
7. Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1.52	1.36	1.36	>1; <50	>1; <50	>1; <50	>1; <50	>1; <50	>50	<10	>10
8. Массовое содержание серы, %	1.18	1.25	1.18	нет ограничений	нет ограничений			<15% асфальтенов и смол	Ограничив по содержанию легких фракций	<15% асфальтенов и смол	содержание серы <1%
АСВ, %	10.5	10.4	10.5								
парафинов, %	2.47	2.48	2.52								
9. Температура пласта, °С	88	89	89	<80	<200	<80	<80	нет ограничен	<40	нет ограничений	
10. Пластовое давление, МПа	23.9	24.8	25.0	нет ограничений	нет ограничений			выше давления насыщения			нет ограничений
11. Текущая обводненность, %	15.9	8.8	11.6	>30, <60	>40, <98	>40, <98	>40, <98	<98	>30, <90	<60	<60

Таблица 7 – Выбор базовых потокоотклоняющих технологий по геолого-физическим критериям применимости

Параметры	Средние значения геолого-физических параметров пластов			Базовые потокоотклоняющие технологии и выравнивающие составы							
	АС <sub>10</sub>	АС <sub>11</sub>	АС <sub>12</sub>	Технологии, основанные на применении полимеров акриламида (ПАА)	Технологии, основанные на применении биополимеров	Технологии на основе водорастворимых полианионитов	Технологии на основе водорастворимых поликатионитов	Технологии на основе термообратимых полимерных гелей	Технологии, основанные на применении неорганических и органических соединений кремния	Технологии, основанные на применении осадко- и гелеобразующих неорганических реагентов	Технологии на основе термогелеобразующей композиции "Галка"
1. Тип залежи	Литологически ограниченная			ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ	ЧНЗ+ВНЗ
	ЧНЗ										
2. Глубина залегания, м ; наличие ППД	2410	2450	2560	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД	с ППД
	с ППД										
3. Нефтенасыщенная толщина, м	5.8	7.3	7.6	>4	>4	>6	>6	>3	>4	>3	>3
4. Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.005	0.012	0.002	>0.030;<2.000	>0.010;<2.000	>0.100;<0.600	>0.005;<1.000	>0.050;<2.000	>0.005;<0.600	>0.010,<0.600	>0.005;<2.000
5. Глинистость, %	<15			<15	<15	<15	<20	<20	<15	<15	<20
6. Начальная нефтенасыщенность, %	72.0	74.0	72.0	>35	>40	>40	>40	>40	>35	>30	>40
7. Текущая обводнен, %	15.9	8.8	11.6	>40, <90	>40	>60	>50	>60	>60	>50	>50
9. Массовое содерж серы, %	1.18	1.25	1.18	нет ограничений							
АСВ, %	10.54	10.48	10.52								
парафинов, %	2.47	2.48	2.52								
10. Общая минерализация воды, г/л	10										
11. Пластов давление, МПа	23.9	24.8	25.0								
12. Температура пласта, °С	88	89.0	89.0	<75	<120	120	120	>50, <70	<200	нет ограничений	>70
13. Конструкция скважин	Трехколонная конструкция скв			констр. соответствует							
14. Экономическая рентабельность применения технологии				поставка ПАА по импорту			высокая стоимость поликатионитов		высокая стоимость кремнийорганических соединений		

Таблица 8 – Выбор конкретных модификаций технологий по критериям применимости

Параметры	Конкретные модификации технологий														
	Средние значения геолого-физических параметров пластов			Технологии на основе водорастворимых полиакрилатов	Технологии, основанные на применении органических и неорганических соединений кремния					Технологии, основанные на применении других неорганических веществ		Технологии, основанные на применении термостойких реагентов			Биополимеры и композиции на его основе
	АС <sub>0</sub>	АС <sub>1</sub>	АС <sub>12</sub>	Реагент ВПК-402	СЦВ закачка водных растворов жидкого стекла	КРОС АКОР-40, АКОР-100	КРОПАП	Полисиликон SE-47	ЩВ закачка р-ов каустической соды, аммиачной воды	ССС закачка растворов сульфатно-содовой смеси	Композиция Галка	Композиция Галка-ПАВ	Композиция РВ-ЗП-1		
1. Глубина залегания, м ; наличие ППД	2410	2450	2560	с ППД	с ППД					с ППД		с ППД			
2. Нефтенасыщенная толщина, м	5.8	7.3	7.6	>6	>3	>4	>6	>4	>3	>3	>3, <15	>3, <15	>3, <15	>4	
3. Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.005	0.012	0.002	>0.005;<0.50	>0.06	>0.06, <0.5	>0.06, <0.6	>0.005;<0.5	>0.06	>0.06, <0.6	>0.005;<0.500	>0.005;<0.5	>0.005;<0.5	>0.01, <2.00	
4. Содержание глин, %	<15			<20	<15	<15	<15	<15	<15	<15	<20	<20	<20	<15	
5. Начальная нефтенасыщенность, %	72.0	74.0	72.0	>40	>35	>40	>45	>40	>40	>40	>40	>30	>40	>40	
6. Текущая обводн, %	15.9	8.8	11.6	<90	>60	>60	>60	>60	>60	>60	>60	>60	>60	>40	
7. Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1.52	1.36	1.36	>1, <50	>1, <50	>1; <50	>1; <50	>1; <50	>1, <40	>1; <40	>1; <40	>1; <40	>1; <40	>1; <50	
8. Массов содер серы, %	1.18	1.25	1.18	нет ограничений			>10 АСВ	нет ограничений	>4 рН, кислотное число <16 мг КОН/г	нет ограничений	нет ограничений				
АСВ, %	10.54	10.48	10.52												
парафинов, %	2.47	2.48	2.52												
9. Общая минерализация воды, г/л	10			нет ограничений			<200	нет ограничен	<25 мг/л Mg <sup>2+</sup> , Ca <sup>2+</sup>	<200	нет ограничений				
10. Пласт. давление, МПа	23.9	24.8	25.0	нет ограничений			нет огранич.		нет ограничений		нет ограничений				
11. Температура, °С	88	89.0	89.0	120	нет ограничений		<80	нет ограничений			>70	>70	>70	<120	
12. Требование к конструкции скважин	Трехколонная конструкция скважин			конструкция соответствует			конструкция удовлетворяет			конструкция соответствует	отложение гипса	конструкция соответствует			конструкция удовлетвор
13. Эконом рентаб. применения технологии				высокая стоимость ВПК-402		низкая рентаб.	низкая рентаб.	низкая рентаб.	низкая рентаб.						

В результате проведенного анализа для условий продуктивных пластов Приобского месторождения рекомендованы следующие технологии и составы:

- закачка сшитых полимерных и вязкоупругих составов на основе высокотемпературных марок ПАА (СПС, МСПС), в условиях трещин ГРП возможно также применение полимердисперсных составов (МПДС);
- закачка самотермогелеобразующей композиции РВ-3П-1, усиленной оторочкой жидкого стекла;
- закачка композиций на основе жидкого стекла;
- закачка ВПК-402;
- закачка дисперсного осадкообразующего состава (ДООС).

Опытно-промышленные испытания потокоотклоняющих технологий на Приобском месторождении в целом показали положительные результаты и выявили перспективность их применения в дальнейшем. При этом наиболее эффективными оказались технологии МСПС, МПДС, ДООС. В условиях повышенных пластовых температур рекомендуется использование термостабильных марок ПАА.

Кроме того, для интенсификации разработки, доотмыва остаточной нефти и подключения к работе слабодренлируемых низкопроницаемых пропластков, не работающих при обычном заводнении возможно применение технологии закачки оторочек композиции ИХН, которая наиболее эффективна в низкопроницаемых, высокотемпературных коллекторах.

Необходимо реализовать закачку гелевых составов при водоизоляции со стороны нагнетательных скважин по двум вариантам:

1) Изоляция водопромытых зон в неоднородной по проницаемости матрице. Скважина должна быть оснащена компоновкой ОРЗ для селективного размещения гелевого состава в один из трех пластов (преимущественно выбираются скважины с прорывов нагнетаемой воды по АС<sub>11</sub>, обладающего лучшими ФЕС). Прорыв нагнетаемой воды происходит по высокопроницаемым интервалам матрицы. Наличие трещины в области дренирования нагнетательной скважины определяет линейную фильтрацию в матрице со стороны трещины и

способствует повышению селективности размещения гелевых составов в промытых зонах. Ввиду высокой пропускной способности трещины необходимо использовать технологию, позволяющую отклонять гелевый состав с направления от трещины в матрицу. В этом случае используется модифицированный сшитый полимерный состав, включающий в качестве предоторочки более «жесткие» с точки зрения реологии системы (разветвленные полимерные составы, более концентрированные «классические» сшитые полимерные составы и т.д.). Подтверждением актуальности использования этого подхода является положительный опыт закачки МСПС в скважины 7793 и 8722 через компоновку ОРЗ (дополнительная добыча нефти по очагу – 9,3 тыс. т).

При линейном потоке, когда закачиваемая жидкость достигает выхода ( $L_t$ ) в наиболее проницаемом пропластке, степень проникновения ( $L_{pi}/L_t$ ) в пропласток с меньшей проницаемостью составит:

$$\frac{L_{pi}}{L_t} = \frac{\left[ 1 + (F_r^2 - 1) \left( \frac{\phi_1 k_i}{\phi_i k_1} \right) \right]^{0,5} - 1}{F_r - 1} \quad (1)$$

где,  $F_r$  – фактор сопротивления,

$k$  – проницаемость, индексы 1 и 2 – высоко и низкопроницаемый пропластки;

$F_r$  – фактор сопротивления, определяется как, отношение подвижности воды к подвижности геля  $(k/\mu)_{вод}/(k/\mu)_{гел}$  примерно равно вязкости загущающегося полимера по отношению к воде.

Анализ зависимости свидетельствует о том, что гелеобразующий состав с увеличением отношения проницаемостей меньше проникает в низкопроницаемый слой. Необходимо выбирать скважины с максимальным значением неоднородности по проницаемости с учетом того, что нижний предел по проницаемости для фильтрации полимерных составов равен 20 мД.

Значительно повысить эффективность обработки можно за счет снижения фактора сопротивления закачиваемой потокоотклоняющей композиции. В



условиях высокотемпературных пластов Приобского месторождения для этого идеально подходит термогелеобразующая композиция РВ-3П-1.

Изоляция трещин. Преждевременный прорыв нагнетаемой воды происходит по трещинам с линейной фильтрацией, определяющей «холостую» циркуляцию вытесняющего агента. Работа с «сильными» гелями (концентрация высокомолекулярного полимера 0,3-0,5 %) с продавкой предварительно сшитых или сшивающихся в процессе обработки систем. Снижение фазовой проницаемости трещин по воде. Ввиду высокой селективности размещения гелевых составов можно обрабатывать скважины без спуска компоновок ОРЗ. Для сохранения высокой приемистости и продуктивности скважин (фиксация темпов отбора) необходимо изолировать удаленный от ствола скважины участок трещины.

В качестве основного метода интенсификации добычи нефти на Приобском месторождении является ГРП в добывающих скважинах. Для удаления возможных отложений АСПО в ПЗП и на забоях добывающих скважин и очистки ПЗП от жидкости глушения предлагается использовать обработки растворителями. В качестве основного метода восстановления приемистости нагнетательных скважин рекомендуется использовать комплексные ПАВ-кислотные обработки.

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов и увеличения выработки запасов нефти. Исходя из опыта применения ГРП, промысловых испытаний различных технологий, а также учитывая особенности Приобского месторождения, следует использовать отработанные технологии ГРП. Совершенствование ГРП необходимо осуществлять по следующим направлениям:

1. Подбор скважин для ГРП, исходя из возможности получения значительных дополнительных объемов нефти (определяется с учетом состояния ПЗП скважин, проницаемости коллектора, толщин и т.д.).

2. Проведение ГРП с высокой концентрацией проппанта – 1000 кг/м<sup>3</sup> и более.

3. Поинтервальный гидроразрыв пласта с целью увеличения охвата пластов воздействием.

4. Увеличение длины трещины (глубокопроникающий ГРП) за счет закачки больших объемов проппанта (в первую очередь по пласту АС<sub>12</sub>). Следует исследовать возможность увеличения длины трещин до размеров 5-6 кратных эффективных толщин пласта (оптимальные размеры трещин для подключения неохваченных зон прерывистых пластов).

5. Улучшение фильтрационных свойств пласта в прилегающей к трещине зоне (гидрокислотный разрыв пласта ГКРП, пенный ГРП).

6. Повышение качества закрепления проппанта в трещинах для условий эксплуатации с повышенной депрессией на пласт с помощью закрепляющих добавок (смолы, пескоцементные смеси, низкополимерные гели), применения специальных волокон PROP NET фирмы Schlumberger Dowell или SMA фирмы Halliburton.

7. Добавка в проппант реагентов, способных при последующих ОПЗ вступать в экзотермические реакции (соли магния и др.).

8. Строгое соблюдение технологии ГРП в части исключения продавливания проппанта в глубь пласта буфером.

9. Использование ориентированной перфорации пластов перед ГРП позволяющей ориентировать трещину по отношению к главным напряжениям в пласте и избежать ее искривления в окрестности скважины.

10. Дополнительные исследования по определению ориентации естественных трещин в пластах Приобского месторождения для более точного прогноза направления трещин-разрыва при ГРП.

11. Для повышения эффективности системы ППД предлагается проведение ГРП на нагнетательном фонде скважин. Это позволит усилить воздействие на удаленные застойные зоны с малоподвижными запасами,

активизировать дренирование низкопродуктивных и высокорасчлененных прослоев.

Кислотные обработки пластов осуществляются как для увеличения, так и для восстановления проницаемости коллектора призабойной зоны скважины. Большинство этих работ проведено при переводе скважин в нагнетание и последующего увеличения их приемистости. Кислотный состав частично растворяет глинисто-карбонатный цемент пластов-коллекторов и механические примеси, содержащиеся в закачиваемой воде

Совершенствование кислотных обработок ПЗП нагнетательных скважин может быть произведено в соответствии с «Технологическим регламентом на освоение водонагнетательных скважин на Приобском месторождении».

В композицию неорганических кислот ( $\text{HCl}$  – 14 %,  $\text{HF}$  – 5 %), из расчета 1,2-1,7 м<sup>3</sup> на 1 метр вскрытой толщины, необходимо добавить ПАВ (дисолван или др.) для гидрофилизации коллекторов и большего охвата ПЗП воздействием. Допускается применение вместо плавиковой кислоты бифторида аммония (БФА).

С КНС рекомендуется ввод в закачиваемую сеноманскую воду ПАВ для гидрофилизации коллекторов. Это мероприятие обеспечит лучшее вытеснение нефти и восстановление пластового давления и, тем самым, эффективности заводнения.

Наиболее доступными и дешевыми являются физико-химические методы повышения продуктивности скважин, в частности, кислотные обработки призабойной зоны пласта. Существенным фактором, влияющим на эффективность ОПЗ в условиях Приобского месторождения, является высокая пластовая температура (88-92 °С).

Для условий высокотемпературных пластов рекомендуется проведение комплексных обработок с использованием высокотемпературных кислотных составов, включающих соляную кислоту пониженной концентрации (6-9 %), 1 % плавиковой кислоты, 1,4-3,0 % уксусной (лимонной) кислоты, 14-25 % взаимных

растворителей (ацетон, изопропиловый спирт, бутилцеллюлозов или их смеси) и 1 % ПАВ.

Согласно регламенту, необходимо непрерывное ведение кислотного воздействия, включающего закачивание в ПЗП кислотных и буферных составов и вызов притока без выдерживания скважины на реакцию. Для буферных жидкостей используют смеси, содержащие до 7 % уксусной кислоты во взаимном растворителе. Также возможно применение кислотной композиции Химеко ТК-3.

При обработках ПЗП добывающих скважин рекомендуется комплексное воздействие химическими методами с многократными депрессиями с целью экстракции фильтрата бурового раствора, растворения кристаллов АСП и глинисто-карбонатного цемента, гидрофилизации коллектора. Следует рекомендовать два вида обработок ПЗП: первая – комплексом химических соединений с последующей промывкой органическими растворителями, вторая обработка ПЗП растворами ПАВ серии «Реапон».

Обработки первого типа предполагается проводить в 2 этапа.

После обработки комплексом химических соединений осуществляется комплекс химического и депрессионного воздействия. После очистки пор и каналов необходима обработка ПЗП сильными органическими нефтяными растворителями кристаллов АСП – толуольная или бензольная фракции, которые должны быть продавлены в пласт. Сразу после окончания последней реакции необходимо начать работы по созданию нескольких циклов депрессии на пласт.

Наиболее экономически целесообразно применение метода мгновенных глубоких депрессий двухрядным лифтом с помощью компрессора. Эта технология довольно эффективна и давно апробирована. Суть метода заключается в возможности быстрого снижения уровня нефти в скважине и глубокой депрессии на пласт.

В скважину спускается двухрядный лифт из НКТ диаметром 73 мм – чуть выше интервала перфорации и диаметром 48 мм до глубины 900-1000 м. Затем закачкой воздуха в затрубное пространства (до давления 100 атм) вытесняют

нефть из скважины. После чего, стравливая воздух, производят требуемую депрессию на пласт. В случае необходимости операцию повторяют.

При последующих обработках добывающих скважин может применяться только второй этап очистки ПЗП. Применение технологий по созданию циклов «депрессия – репрессия» и струйных обработок ПЗП рекомендуется только для эксплуатационных скважин с горизонтальными участками стволов. В качестве растворов ПАВ в обработках второго типа могут быть рекомендованы ПАВ серии «Реапон»: «Нефтенол-ВВД», «Нефтенол – НЗ» и «Нефтенол-ВС», предназначенные для снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз.

В скважинах, не вышедших на заданный режим после ГРП и на скважинах после ГРП, потерявших продуктивность в ходе эксплуатации рекомендуется применение состава ТК-4, содержащего деструктор геля разрыва.

## 4 ПРОГРАММА РАБОТ ПО ГИДРАВЛИЧЕСКОМУ РАЗРЫВУ ПЛАСТА

В таблице 9 представлены исходные данные по проектированию гидроразрыва пласта.

Таблица 9 – Исходные данные по проектированию работ

Наименование	Значение
Скважина	126
Куст	196У
Месторождение	Приобское
Пласт	АС <sub>12</sub>

ГРП произведен на пласте АС<sub>12</sub>. Отсыпка составляет 2944 метра. Интервал перфорации представлен диапазоном от 2916 до 2928 метров. Тип перфорационных систем представлен БО по 20 отверстий + ГП по 10 отверстий. Пакер герметизирует на уровне 2870 метров. Распад геля составляет 10 часов. Освоение – стандартное.

Конструкция скважины представлена на рисунке 30.

Данные по спецификации труб представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Данные по эксплуатационной колонне

Эксплуатационная колонна					
Обсадная колонна	Глубина (MD)		Наружн. диаметр	Толщина стенки	Внутр. диаметр
	От	До			
(-)	(м)	(м)	(мм)	(мм)	(мм)
	0	3076.4	177.8	9.2	159.4
НКТ, скважинное оборудование					
НКТ	Глубина (MD)		Наружн. диаметр	Толщина стенки	Внутр. диаметр
	От	До			
(-)	(м)	(м)	(мм)	(мм)	(мм)
	0	2881.5	88.9	7.34	74.22

Данные по перфорационным отверстиям продуктивным горизонтов представлены в таблице 11.

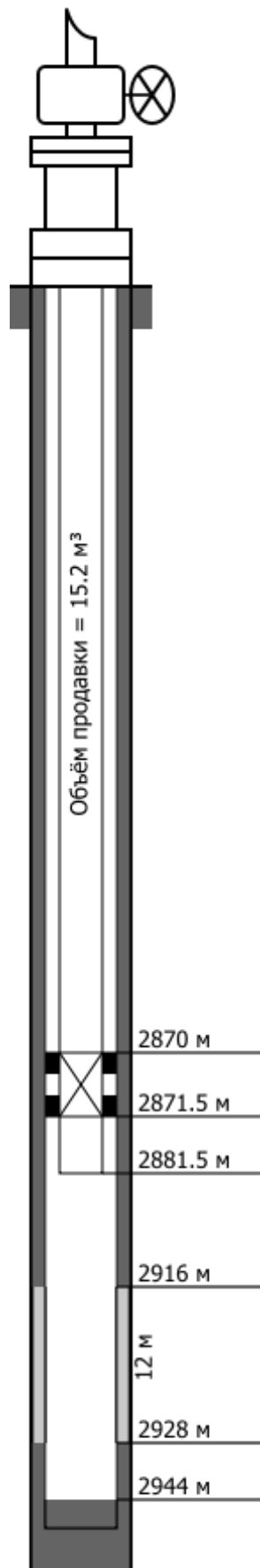


Рисунок 30 – Проект конструкции скважины по проведению гидравлического разрыва пласта

Таблица 11 – Перфорация продуктивных горизонтов

Тип перфорации	Индекс пласта	Верх (MD)	Низ (MD)	Верх (TVD)	Зенитный угол	Азимут	Плотность перфорации	Кол-во отв.
(-)	(-)	(м)	(м)	(м)	(°)	(°)	отв/м	(отв.)
		2916	2928	2586.4	10.02	354.246	40	480

Данные по расходным материалам представлены в таблице 12.

Таблица 12 – данные по расходным материалам ГРП

Объем наземной линии	Объем до границы перфорации	Объем продавки
м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>
2	13.2	15.2

На рисунке 31 представлены данные по ГИС.



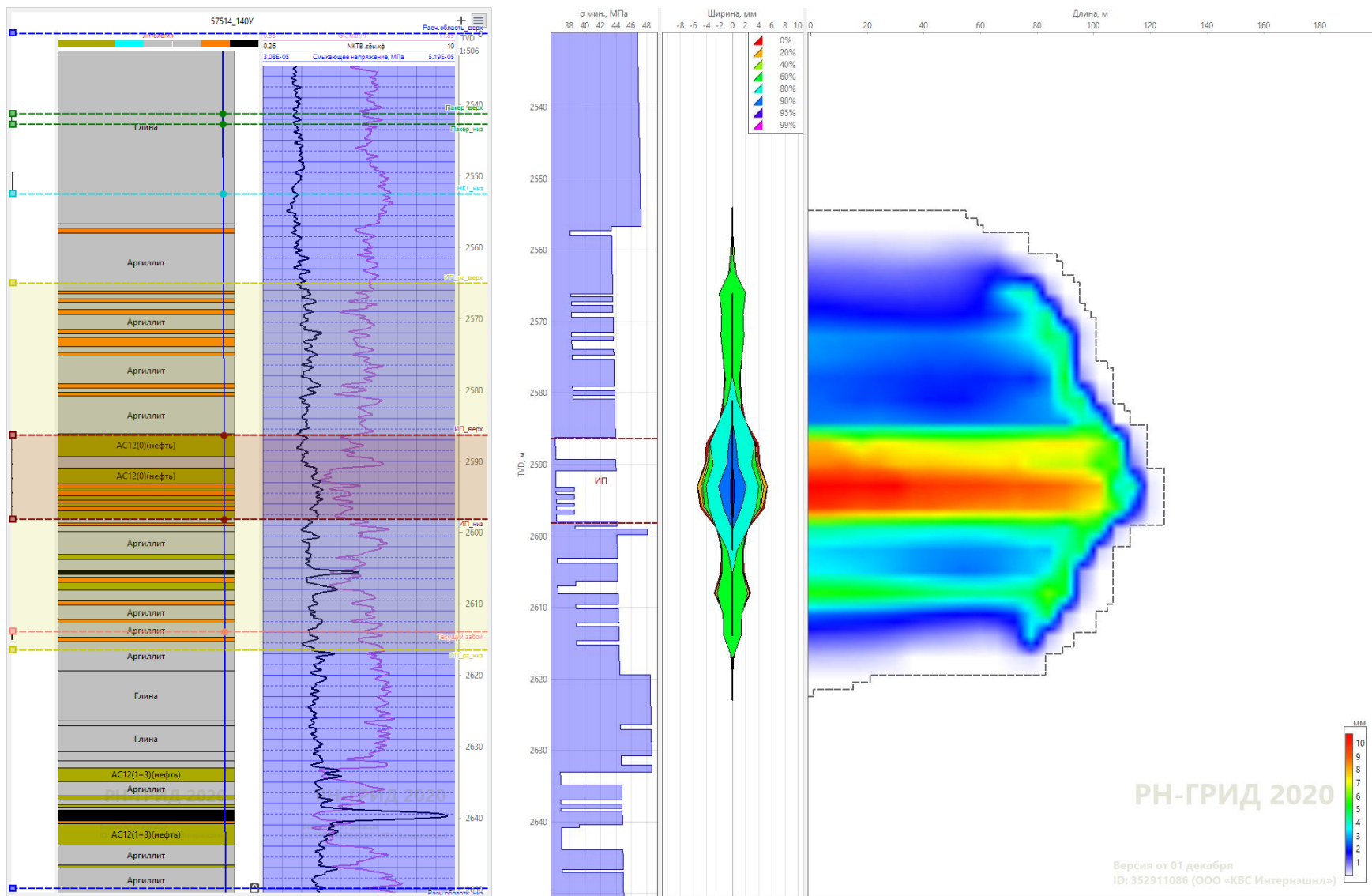


Рисунок 31 – Проходка пропанта по терригенным породам пласта АС<sub>12</sub>

Изменение значений давлений представлены на рисунке 32.

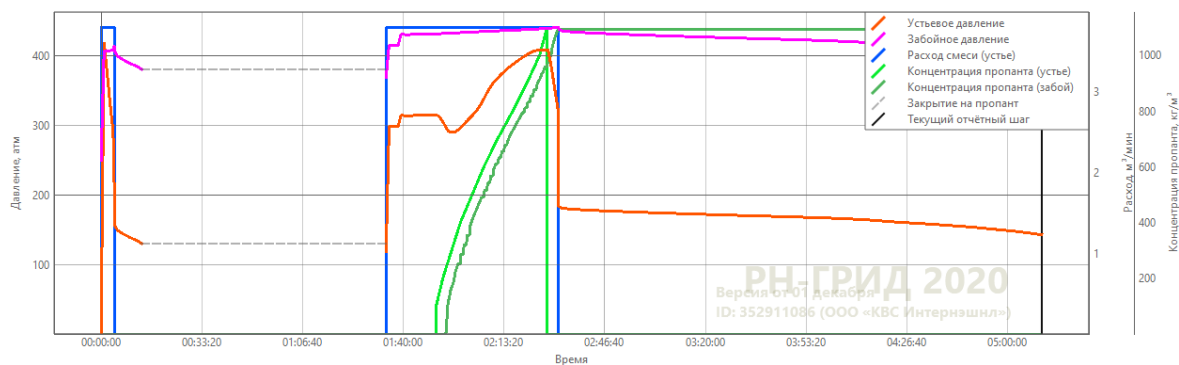


Рисунок 32 – Прогнозная модель давления

В работе использовался пропант типа ForeProp с фракцией 16/20 в количестве 63 т и с фракцией 12/18 в объеме 7 т (таблица 13).

Таблица 13 – Используемые пропанты и жидкости

Наименование требуемой техники	Количество	Единица измерения
16/20 ForeProp (2017 data)	63	т
12/18 ForeProp RCP (2017 data)	7	т
Linear Gel 3,6 kg/m <sup>3</sup>	31,355	м <sup>3</sup>
Delayed XLink Gel 3,6 kg/m <sup>3</sup>	177,255	м <sup>3</sup>

Согласно данным для проведения гидроразрыва пласта АС<sub>12</sub> понадобилась техника и оборудование, представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Потребность в оборудовании

Наименование требуемой техники	Количество	Единица измерения
Насосные агрегаты мощностью 1500 кВт	3	шт
Блендер	1	шт
Гидратационная установка	1	шт
Блок манифольда	1	шт
Станция контроля	1	шт
ЦА-320	1	шт
Оборудование для хранения пропанта в полевых условиях	1	шт
ППУ	1	шт
Емкости для воды 50м <sup>3</sup>	5	шт

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Объектом исследования является добывающая скважина на кустовой площадке Приобского нефтяного месторождения (ХМАО).

В работе установлено, что наиболее эффективным и часто применяемым мероприятием по воздействию на продуктивный пласт является гидравлический разрыв пласта.

Задачей этого раздела является создание подходящих мер, направленных на улучшение и обеспечение здоровья человека во время его трудовой деятельности, созданных для поддержания и продлевания работоспособности работника и защиты окружающей среды.

Соответственно производственная и рабочая среда каждого работника должна быть сформирована согласно требованиям безопасности, нормативных документов. Данный раздел опирается на действующие технические и нормативные ссылки. В данной работе объектом исследования является кустовая площадка на которой производят интенсификацию нефти благодаря применению гидроразрыва пласта. Рабочая зона предопределена полевыми условиями, а именно кустовой площадкой, размеры которой составляют – 120\*180 м. Кустовая площадка оснащена добывающими скважинами, которые состоят из фонтанных арматур, задвижек, фланцевых соединений, шпилек, клапанов и т. д. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: приготовление бурового раствора, настройка оборудования; обслуживание линий высотного давления; техническое обслуживание механизмов.

В соответствии с этим, представлены чрезвычайные ситуации, а также рассмотрены и предложены меры по их ликвидации.

### **Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Первичным звеном трудовой деятельности каждого работника является его рабочее место, которое должно включать в себя различные организационные

и правовые аспекты. Производственная деятельность оператора по ГРП связана с его работой на кустовых площадках. Кустовые площадки оснащены различного рода опасным оборудованием, фонтанной арматурой, замерными установками и автоматикой, которая может негативно сказаться на здоровье работника.

Во избежание чрезвычайных ситуаций на кустовых площадках все работники должны проходить обучение в области промышленной безопасности (ПБ), охраны труда (ОТ) и проверки знаний. Проверка знаний у операторов проводится один раз в год; у лиц ИТР – промышленная безопасность 1 раз в 5 лет, охрана труда – 1 раз в 3 года.

Для выполнения работ на ОПО работники должны быть старше 18 лет; пройти медицинское и психиатрическое освидетельствование; водный, первичный, целевой инструктаж, обучение по безопасным методам выполнения работ; пройти стажировку на рабочем месте которая длится 21 рабочую смену, пройти проверку знаний и быть оснащённым средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые включают в себя защитные костюмы, каски, респираторы, перчатки, очки и т.д. [13].

Работа, которая проводится в условиях Крайнего севера и приравненных к ним местностях, должны предусматривать северные надбавки и увеличенные районные коэффициенты.

Основные документы представлены правилами внутреннего трудового распорядка, трудовым договором, коллективным договором общества.

Перед началом проведения работ по гидроразрыву пласта работник должен отписываться в вахтовом журнале о выходе на работу, ознакомиться с изменениями и корректировками работы предыдущих смен и распоряжений начальства, привести в порядок СИЗ, проверить наличие соответствующих документов и удостоверений, осмотреть приступающих работников к выполнению работ и оценить собственную безопасность во время проведения работ. Исключить из работы лиц в состоянии алкогольного и наркотического опьянения.

## **Производственная безопасность**

Согласно ГОСТ 12.0.003–2015 на кустовых площадках во время проведения работ на работника выявлены следующие вредные и опасные факторы (таблица 15).

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на кустовой площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [14]	Нормативные документы
1. Аномальные климатические параметры воздушной среды на местонахождении; 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 1. Биологическое воздействие; 2. Химическое воздействие на организм работающего человека; 3. Разрушающиеся конструкции.	1) ГОСТ 12.4.011-89; 2) ГОСТ 12.1.003-2014; 3) СП 52.13330.2016; 4) ГОСТ Р 56139-2014; 5) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ; 6) ГОСТ 12.2.003-91;

### **Анализ вредных производственных факторов**

#### **Аномальные климатические параметры воздушной среды на местонахождении**

Не секрет что, в условиях западной Сибири практически все залежи углеводородов характеризуются сложными климатическими и геологическими условиями. К примеру, климатические условия представлены варьированием температуры, давлением, влажностью воздуха, скоростью ветра воздушных масс [15].

Низкая температура способна вызвать неприятные и негативное воздействие на человеческий организм. Результатом неблагоприятного фактором является гипотермия, которая вызвана в результате длительной работы при низких температурах. Для предотвращения охлаждения необходимо находиться при температуре окружающей среды  $-10^{\circ}\text{C}$  не более 10 минут.

Необходимо пользоваться правилами безопасности и носить специальную одежду, предназначенную для данных видов работ. К примеру, для защиты головы необходимо ношение касок, для глаз необходимо ношение маски с откидным экраном. При воздействии холодной температуры на организм человека необходимо ношение тёплой одежды, при дождях и ливнях необходимо ношение дождевых площадей, при тёплой погоде необходимо ношение материалов из хлопчатобумажной ткани. В качестве СИЗ необходимо применять спецодежда, перчатки, маски, каски, противогазы, газоанализатор.

Коллективная защита достигается путём осуществления и контроля нормированного рабочего дня, в соответствии с разделением на режим труда и режим отдыха, дистанционного управления автоматикой, рациональным выставлением кустовых оборудований.

### **Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума**

Во время проведения работ по гидроразрыву пласта негативным фактором является шум. Он способен оказывать негативное влияние на организм человека, на центральную нервную систему и снизить работоспособность работника. При проведении работ по гидроразрыву пласта на кустовой площадке источником шума является техника, и в большинстве случаев насосные агрегаты.

Согласно [16] предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать исходя из таблицы 16. Уровень шума источника на территории проведения исследования: агрегат – 80 дБ.

Таблица 16 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц							Максимальный уровень звука, дБ	
	107	95	87	82	78	75	73	71	95
Территории предприятий с постоянными рабочими местами									

Во избежание негативного воздействия на организм человека необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты предназначенных для органов слуха, а именно наушниками, глушителями шума, вкладышами [17].

### **Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения**

В вечернее время рабочая зона должна быть освещена с целью предотвращения каких-либо травм у работников. Фонари, а также прожектора применяют в качестве осветительного оборудования. В соответствии СП 52.13330.2016 [17] мера освещенности должна составлять более 25 люксов. По этой причине комплекс мероприятий по улучшению освещенности не имеет никакой необходимости.

### **Анализ опасных производственных факторов**

#### **Биологическое воздействие**

Биологические воздействия определяются совокупностью воздействующих биологических факторов. Биологический фактор (биофактор) – это организмы или их сообщества, вызывающие нарушение работоспособного состояния объекта.

Опасные и вредные производственные факторы биологической природы действия на организм работающего связаны с такими биологическими объектами, как:

– патогенные и условно патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие);

– продукты жизнедеятельности патогенных и условно патогенных микроорганизмов.

Возбудителями могут быть представители энтерококки, энтеротоксические виды стафилококков, стрептококков, споровые анаэробы, галсофильные вибрионы и другие микроорганизмы. несут характер групповых вспышек, объединенных одним источником питания. Механизм передачи возбудителей – фекально-оральный, основной путь распространения – пищевой, факторами передачи чаще всего служат мясные продукты, реже – молоко и молочные продукты, овощи.

Находясь в полевых условиях и питаясь в вахтовых столовых, работник может получить пищевое отравление в результате стафилококковой инфекции. Загрязнение продуктов протеом, энтерококком, клостридиями и другими микробами происходит при грубых нарушениях санитарных условий приготовления и хранения пищи и полуфабрикатов.

С целью избежание негативного воздействия на организм человека, необходимо придерживаться прописанных требований безопасности в ГОСТ Р 31659-2012, а именно:

- мясо и мясные продукты подвергать тепловой обработке;
- использовать отдельную посуду;
- придерживаться правил личной гигиены (мытьё рук с мылом).

Также, при отравлении нужно промыть желудок. Самым простым и доступным способом является употребление большого количества воды и раздражение корня языка (для вызова рвоты). Далее нужно смешать 20 гр сульфата натрия с водой и принять перорально. Пострадавшему предписан покой, в первые дни после отравления старайтесь пить больше воды и воздерживаться от приема пищи.



## **Химическое воздействие на организм работающего человека**

При закачке воды с химическими веществами, на оператора поступают сероводород, пары, газ или пыль, а также метан, которые могут обладать ядовитыми или раздражающими свойствами. При накоплении в воздухе таких веществ могут возникнуть острые отравления, а вследствие и летальный исход (таблица 17).

Таблица 17 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>
Сероводород (в смеси с УВ)	3
Метанол	300

Основными средствами безопасности при работе с веществами являются:

- средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы, само спасатели, изготовленные из подручных средств, противопыльные тканевые маски и марлевые повязки),
- средства защиты кожного покрова (защитные костюмы, резиновые сапоги и др.),
- средства медицинской защиты (индивидуальная аптечка АИ-2, индивидуальный противохимический пакет, пакет перевязочный индивидуальный).

Также все сотрудники при работе с химическими реагентами должны проходить инструктаж по технике безопасности.

С целью избежание негативного воздействия на организм человека, необходимо придерживаться прописанных требований безопасности в ГОСТ 12.1.007-76.

## **Разрушающиеся конструкции**

При осуществлении процесса гидроразрыва пласта необходимо использовать высоконапорные насосы, насосные установки, автоцистерны жидкостей разрыва, пескосмесительные установки, арматура для устья

скважины и прочее вспомогательное оборудование, которое может представлять опасность для жизни работника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека при разрушающемся механизме. Необходимо систематически проверять целостность механизмов, плановую и внеплановую проверку устройств, а также проверку состояния оборудования. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты). Работник, во время проведения работ на кустовых площадках должен иметь специальные индивидуальные средства защиты (спецодежда, перчатки, очки, при работах на высоте – страховочные стропы), которые помогут избежать порезов [18].

### **Экологическая безопасность**

В результате разработки и эксплуатации кустовых площадок, деятельность человека на окружающую среду увеличивается. Это воздействие может быть опасным при несоблюдении мер по охране окружающей среды и промышленной безопасности [19].

### **Защита селитебной зоны**

Эксплуатация и разработка нефтяных месторождений на которых имеется высокий газовый фактор всегда влияет на окружающую среду. К факторам загрязнения относится:

1. Разлив углеводородов на кустовых площадках вблизи устья и эстакад добывающих скважин;
2. Загрязнение бытовыми отходами и промышленным мусором;
3. Оставление бесхозным материалов на территории и вблизи кустовой площадки.

Все факторы имеют непосредственное отношение к селитебной зоне.

Основными мерами является увеличение численности объектов с герметичным резьбовым соединением, надежности узлов нефтепромысловых

объектов, снижения сокращений выбросов за счет установления более современных и экологичных систем и зеленые насаждения, способные защитить территорию от вредного влияния.

### **Защита литосферы**

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за следующих факторов:

- разливов химических реагентов непосредственно у устья скважины;
- утечке пропантов, эмульсий при транспортировке флота ГРП или в результате корродирования нефтепромысловых объектов.

Если произошел разлив и выброс нефтяных эмульсий в почву, необходимо осуществить сбор, срезку растительного слоя толщиной 0,3-0,4 м и переместить в временные отвалы до рекультивации земель.

Во избежание разливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

### **Защита атмосферы**

При работе на кустовой площадке происходит непрерывный выброс загрязнений в атмосферный воздух, радиус которого превышает 0,05 ПДК. В момент бурения и при эксплуатации скважин, воздух загрязняется в результате подготовительных работ, крепления скважин, освоение и интенсификации. Обычно, в результате эксплуатации скважин, происходит выделение компонентов сгорания газа в ЦППН – продуктов сгорания топлива. Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 для производственных объектов на кустовых площадках, размер санитарной зоны составляет 1000 м [20].

## **Защита гидросферы**

В результате эксплуатации скважин происходит выброс загрязняющих веществ в поверхностные источники гидросферы (болота, реки, озера) и подземные воды (грунтовые, артезианские). Для избежание негативного воздействия на гидрогеологию окружающей среды необходимо применять очистные сооружения, установки приборов учёта жидкости, использование современных водосберегающих оборудования.

## **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В результате неосторожного случая может произойти множество чрезвычайных ситуаций. Человек может получить серьезные травмы, что может привести к летальному исходу, а окружающая среда может получить огромный выброс загрязняющих веществ.

Установки на кустовой площадке относятся к категории, повышенной взрывопожароопасности АН.

Во время проектирования и строительства сооружений необходимо придерживаться требований правил безопасности нефтяной и газовой промышленности, правил охраны недр, постановления Госгортехнадзора и ряда других важных документов [21]. При производстве работ на опасном производственном объекте должны быть организованы первоочередные действия по осуществлению ликвидации аварий: выявление задачи на первом этапе, экстренные действия и меры ликвидации во время ЧС.

## **Пожар**

В результате неосторожного и холодного обращения с оборудованием на кустовых площадках может произойти пожар. Она подразделяется на ряд категорий от А до Д. Объекты на кустовой площадке представляют собой повышенную категорию взрывопожароопасности и им присваивается категория А.

Первичные средства пожаротушения предназначены для использования работниками организаций, личным составом подразделений пожарной охраны и иными лицами в целях борьбы с пожарами и подразделяются на следующие типы:

- 1) переносные и передвижные огнетушители;
- 2) пожарные краны и средства обеспечения их использования;
- 3) пожарный инвентарь;
- 4) покрывала для изоляции очага возгорания;
- 5) генераторные огнетушители аэрозольные переносные.

На кустовых площадках в замерных установках в блоках местной автоматики должны быть установлены огнетушители, пожарные щиты, которая должны содержать лопату, песок, ведро, лом и т.д. Курение на кустовой площадке должно происходить за пределами обвалования. Каждый работник должен пользоваться средствами индивидуальной защиты [22].

### **Мероприятия по минимизации возможных аварийных ситуаций**

Во избежание чрезвычайных ситуаций на опасном производственном объекте необходимо придерживаться разработанных мероприятий, которые должны включать в себя: разработку проектируемых кустовых площадок с учётом технологических схем, инженерных коммуникаций, противопожарных норм. Каждый кустовая площадка должна иметь обвалование, для предотвращения растекания нефти и эмульсионный жидкости.

### **Выводы:**

Таким образом, были представлены и рассмотрены основные опасные и вредные производственные факторы, которые могут проявиться при проведении гидроразрывных работ на кустовых площадках.

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения

инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ – особо опасны помещения (3 категория). [23]

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

По пожарной опасности наружные установки – АН.

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – А (повышенная взрывопожароопасность).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

## **6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **Введение**

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель ВКР – применение методов увеличения нефтеотдачи в осложнённых условиях на Приобском нефтяном месторождении

### **Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **Потенциальные потребители результатов исследования**

В данной части раздела проводится анализ выбора смеси для закачивания исходя из его эффективности применения и экономической выгоды. Выбор смеси для крепления ПЗП является крайне важным технологическим решением на месторождениях нефти и газа в условиях большого количества взвешенных частиц. Смесь должна иметь высокую механическую прочность и незначительное снижение проницаемости, а её использование должно быть экономически целесообразно. Цементно-песчаная смесь наиболее распространена и часто используемым на многих промыслах нефти и газа для

проведения ГРП. Произведем сегментирование рынка по поставщикам вышеперечисленных ингибиторов:

ПрогрессНефтеСервис — это многопрофильная компания. Компания оказываем своим клиентам услуги по повышению нефтеотдачи пластов, обработке призабойных зон скважин, глушению скважин и транспортные услуги. ПрогрессНефтеСервис обладает уникальным технологическим оборудованием для приготовления различных химических композиций исоставов с возможностью проведения обработок в промышленных масштабах, в различных погодных условиях надёжный поставщик услуг по строительству и ремонту нефтяных и газовых скважин, занимающая значимое место на рынке Томской области.

БСК «ГРАНД» выполняет работы «под ключ»: обустраивает строительные площадки, монтаж и демонтаж оборудования, предоставляет гарантийно-техническое обслуживание, выполняет ремонтные работы. Производственные подразделения компании «ГРАНД» ценятся заказчиками за точность и аккуратность работ, соблюдение требований экологии, ориентацию на качество. Надёжный поставщик химических составов для проведения различных работ на скважине. Составим карту сегментации рынка услуг по поставке смесей для ГРП.

		Ингибитор гидратообразования	
		Цементно-песчаная смесь	Предполимерного уретана
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	ООО «ПрогрессНефтеСервис»
	ООО "БСК "ГРАНД"

Рисунок 33 – Карта сегментации рынка услуг по поставке смесей для глушения



Из карты сегментирования можно сделать вывод о том, что поставщик ПрогрессНефтеСервис имеет высокую долю влияния среди крупных на рынке поставок смесей для глушения. БСК "ГРАНД" следует уделить внимание объемам поставок материала для повышения конкурентоспособности на рынке крупных компаний и дальнейшего роста.

### **Анализ конкурентных технических решений**

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. В качестве объектов сравнения были рассмотрены компании которые проводят работы по гидравлическому разрыву пласта:

Вариант 1 – Разработка НИ ТПУ

Вариант 2 – ООО «Восток»

Вариант 3 – ООО «Томскбурнефтегаз»

Детальный анализ конструктивного исполнения необходим, т.к. каждый тип конструктивного исполнения имеет свои достоинства и недостатки. Данный анализ производится с применением оценочной карты, приведенной в таблице 18. Экспертная оценка производится по техническим характеристикам и экономическим показателям по 5 бальной шкале, где 1 – наиболее низкая оценка, а 5 – наиболее сильная. Общий вес всех показателей в сумме должен составлять 1.

Таблица 18 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Удобство монтажа	0,1	4	4	3	0,4	0,4	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	4	5	3	0,15	0,1	0,2

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
3. Уровень защищённости	0,1	3	2	4	0,3	0,5	0,2
4. Надежность	0,14	4	3	3	0,56	0,42	0,42
5. Простота конструкции и ремонтпригодность	0,1	3	5	4	0,3	0,5	0,4
6. Нефтяной поток	0,15	5	3	3	0,6	0,36	0,48
7. Безопасность	0,12	3	4	4	0,45	0,5	0,5
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Цена сырья	0,11	5	4	4	0,65	0,52	0,52
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,06	5	4	4	0,35	0,28	0,35
3. Затраты на ремонт	0,07	3	3	4	0,18	0,3	0,24
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>39</b>	<b>37</b>	<b>36</b>	<b>3,94</b>	<b>3,88</b>	<b>3,61</b>

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 0,1 \times 3 = 0,3$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_j$  – балл показателя.

Как показал анализ конкурентных технических решений показал, что вариант устройства №1 является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным.

### SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (Таблица 19).

Таблица 19 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проект:</b></p> <p>С1. Низкие затраты на переустройство системы поддержания пластового давления.</p> <p>С2. Увеличение нефтеотдачи</p> <p>С3. Снижение обводненности</p> <p>С4. Экологическая безопасность</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Учет геолого-физических особенностей конкретного месторождения.</p> <p>Сл2. Отрицательное влияние продолжительности по времени предыдущих разработок.</p> <p>Сл3. В основном применяются на неоднородные по проницаемости нефтяные пласты.</p> <p>Сл4. Малый объем научно-технической информации.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Совершенствование технологии совместно с другими методами повышения нефтеотдачи</p> <p>В2. Совершенствование и увеличение данной методики</p> <p>В3. Создание конкуренции зарубежным предприятиям</p>		
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>1. Высокая конкуренция со стороны других методов воздействия</p> <p>2. Низкая востребованность со стороны предприятий</p> <p>3. Возможное снижение комплексности исследования</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице № 20.

Таблица 20 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к возможностям проекта

	С1	С2	С3	С4
В1	+	+	-	-
В2	+	+	-	+
В3	+	+	+	+

При анализе таблицы 20, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности В1С1С2, В2С1С2С4, В3С1С2С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 21 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к возможностям проекта

	Сл 1	Сл 2	Сл 3	Сл 4
В1	-	+	-	-
В2	+	+	-	+
В3	+	+	+	-

При анализе таблицы 21, выявлены следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В1Сл2, В2Сл1Сл2Сл4, В3Сл1Сл2Сл3.

Таблица 22 - Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к угрозам проекта

	С1	С2	С3	С4
У1	+	+	-	-
У2	+	+	-	+
У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 22, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности:  $У1С1С2$ ,  $У2С1С2С4$ ,  $У3С1С2С3С4$ .

Таблица 23 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к угрозам проекта

	Сл 1	Сл 2	Сл 3	Сл 4
У1	+	+	-	-
У2	+	+	-	+
У3	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 23, можно выявить следующие коррелирующие сильных сторон и возможности:  $У1Сл1Сл2$ ,  $У2Сл1Сл2Сл4$ ,  $У3Сл1Сл2Сл3Сл4$ .

**Вывод:** заявленный метод имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции зарубежным разработкам и повысит количество заинтересованных заказчиков. Совершенствование технологии позволит снизить длительность проведения увеличения нефтеотдачи пластов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

### **Планирование научно-исследовательских работ**

#### **Структура работ в рамках научного исследования**

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.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя		
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель		
			Инженер		
Выбор направления исследования	2	Изучение литературы по соответствующей тематике	Инженер		
			3	Изучение особенностей проектирования ГРП	Инженер
					4
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Изучение методики проведения работ связанных с ГРП	Инженер		
			6	Уточнение комплекса работ для разработки	Научный руководитель
					7
			8	Разработка установки	
Обобщение и оценка результатов	9	Экономическая оценка разработанного продукта	Научный руководитель		
			10	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	11	Составление пояснительной записки			Инженер

## Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости  $t_{ожі}$  определяется по формуле:

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

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

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

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

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой  $i$ -ой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4)$$

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

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Расчет трудоемкости и продолжительности работ, на примере задачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8 \text{ чел. – дн}$$

$$t_{pi} = \frac{2.8}{1} = 2.8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициент для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году.

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Изучение литературы по соответствующей тематике»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} k_{кал} = 11,6 \cdot 1,48 = 17,168 \approx 17 \text{ кал. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (для руководителя):

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примерезадачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал} = 2,4 \cdot 1,28 = 1,792 \approx 2 \text{ кал. дн.}$$



Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 25.

Таблица 25 - Временные показатели проектирования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$ , чел-дни		$t_{max}$ , чел-дни		$t_{ож}$ , чел-дни					
	Рук.	Инж.	Рук.	Инж.	Рук.	Инж.	Рук.	Инж.	Рук.	Инж.
Составление и утверждение технического задания	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Изучение литературы по соответствующей тематике	-	10	-	14	-	11,6	-	11,6	-	17
Изучение особенностей проектирования грп	-	5	-	8	-	6,2	-	6,2	-	9
Календарное планирование работ	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Изучение методики проведения грп	-	7	-	10	-	8,2	-	8,2	-	12
Уточнение комплекса работ для разработки осветительной установки	1	2	2	3	1,4	2,4	0,7	1,2	1	2
Компьютерное моделирование ГРП	-	4	-	6	-	4,8	-	4,8	-	7
Разработка установки	-	14	-	20	-	16,4	-	16,4	-	24
Экономическая оценка разработанного продукта	4	6	6	8	4,8	6,8	2,4	3,4	3	5
Оценка эффективности полученных результатов	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	-	7	-	9	-	7,8	-	10,8	-	12

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 26 – Диаграмма Ганта

Этапы	Вид работы	Исполнитель	$T_k$	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель ; инженер	2	■				
2	Изучение литературы по соответствующей тематике	Инженер	7	■				
3	Изучение особенностей проектирования	Инженер			■			
4	Календарное планирование работ	Руководитель ; инженер			■			
5	Изучение методики проведения грп	Инженер	2		■			
6	Уточнение комплекса работ для разработки	Руководитель , инженер				■		
7	Компьютерное моделирование ГРП	Инженер				■		
8	Разработка установки	Инженер	4			■		
9	Экономическая оценка разработанного продукта	Руководитель ; инженер					■	
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель ; инженер					■	



## Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 28 - Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество единиц, шт.	Цена за единицу, тыс. руб.	Сумма, тыс. руб.
1. Компьютер с программой для 3D-моделирования	1	70	70
Итого		70000	

### Расчет амортизации специального оборудования

Расчёт амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Таблица 29 - Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	Компьютер с программой для 3D-моделирования	1	10	70	70
<b>И то го :</b>	70 тыс. руб.				

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n},$$

где  $n$  – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m,$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;

$m$  – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 3 года:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{3} = 0,33.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m = \frac{0,33 \cdot 70000}{12} \cdot 3 = 5775 \text{ руб.}$$

### **Основная заработная плата исполнителей темы**

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата  $Z_{осн}$  одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (5)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 26).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_o} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (6)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $F_\partial$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня –  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней –  $M = 10,3$  месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\partialн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_\partial} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (7)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_\partial) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_\partial) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где  $Z_{mc}$  – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;  $k_{np}$  – премиальный коэффициент, равен 0,3;  $k_\partial$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;  $k_p$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 30 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	52/14	104/14
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	48/5	24/10
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 31 - Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_{р},$ <i>раб.дн.</i>	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	8	17178,4
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	67	116787,1
Итого:								133965,5

### Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 17178,4 = 2576,7 \text{ руб}$$

– для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 1196787,1 = 17578,1 \text{ руб}$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

### Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: Для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (17178,4 + 2576,7) = 5926,53 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб}(Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (116787,1 + 17578,1) = 40309,56 \text{ руб}$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

### Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{\text{кр}} = (4600 + 5775 + 133965,5 + 20154,8 + 46236,09) \cdot 0,2 = 42146,29$$

где  $k_{\text{кр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Таблица 32 - Группировка затрат по статьям

Стат								
ьи								
Амортизация	Сырье, материалы	Специальное оборудование	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Итого бюджетная стоимость
5775	-	70000	133965,5	20154,8	46236,09	276131,39	42146,29	318277,68

В результате было получено, что бюджет затрат НИИ составит 318277 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 410000 тыс. рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов

### Определение ресурсоэффективности исследования

**Интегральный показатель финансовой эффективности** научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. Разработка НИ ТПУ при ГРП
2. ООО «Томскбурнефтегаз»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (8)$$

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



$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{финр}^{исп.1} = \frac{318277}{410000} = 0,77$$

$$I_{финр}^{исп.2} = \frac{410000}{410000} = 1$$

$$I_{финр}^{исп.3} = \frac{380100}{410000} = 0,93$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** вариантов выполнения НИР ( $I_{pi}$ ) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 33).

Таблица 33 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1. Безопасность при использовании установки	0,2	5	5	5
2. Стабильность работы	0,2	5	5	5

Продолжение таблицы 33

3. Технические характеристики	0,3	4	5	3
4. Ремонтпригодность	0,15	4	4	3
5. Простота эксплуатации	0,15	4	4	4
Итого:	1	4,4	4,55	3,95

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}} \quad (9)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 34 - Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,77	1	0,93
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,55	3,95
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

### Вывод

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

- Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;
- При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 104 дня, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 94 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 10;
- Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 318277 руб;

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

- Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,77 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;
- Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,4, по сравнению с 4,55 и 3,95;
- Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 6,25, по сравнению с 4,55 и 4,25, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе проанализированы методы увеличения нефтеотдачи на Приобском нефтяном месторождении. Не секрет, что Приобское месторождение характеризуется сложным геологическим строением, изменением фильтрационных ёмкостных свойств по разрезу и по площади, а также своей невыдержанностью. Данное явление объясняется чередованием алевроитопесчаных формаций, которые образуют линзовидные строения с мощной толщей пород покровов – глинами.

Анализ изученного материала выявил наиболее эффективные мероприятия, одной из которых является гидравлический разрыв пласта. Положительный эффект от проведённого мероприятия, а также низкий коэффициент остаточных запасов углеводородов в недрах земли, характеризует данный метод как эффективный и экономически целесообразный. Метод многократного ГРП очень широко используется на Приобском нефтяном месторождении, только с начала разработки он был выполнен свыше 3000 раз.

Одним из эффективных мероприятий, которые применяются на Приобском нефтяном месторождении также являются зарезки боковых стволов. Данный метод МУН является оптимальным и позволяет извлекать остаточные запасы углеводородов. Тем не менее метод ЗБС не является таким эффективным, как метод гидроразрыва пласта.

В разделе финансового менеджмента мы провели анализ конкурентных технических решений, разработали план график выполнения работ, был составлен бюджет проектирования. Рассчитан интегральный финансовый показатель, интегральный показатель ресурсоэффективности.

В социальной части рассмотрены основные вредные и опасные факторы, которые могут проявиться при проведении гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении. Предложены меры по устранению выявленных нарушений, а также представлены мероприятия по избежанию чрезвычайных ситуаций.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях, М.Н. Персиянцев. – М.: Недра, 2000. – 653 с.
2. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, В.М. Муравьев. – М.: Недра, 1973. – 384 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти, А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 384 с.
4. Технологическая схема разработки Приобского месторождения (Северная лицензионная территория, Южная лицензионная территория, Верхне- и Средне-Шапшинские месторождения). Нефтеюганск, 2011. – 971 с.
5. Оперативный пересчет извлекаемых запасов нефти и растворенного газа по залежам в пластах АС10 и АС12 Приобского месторождения, расположенного в Ханты-Мансийском автономном округе (ООО НК «Сибнефть-Югра»), Москва. – 2007. – 167 с.
6. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. Москва: изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.  
Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи, И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
7. Отчеты по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз». Нефтеюганск, 2018 г. – 335 с.
9. Методика оптимизации дизайна ГРП. Методические указания, методики расчета. Нефтеюганск. Корпоративный научно-технический центр НК «Роснефть» – 2015. – 17 с.
10. Геологический отчет по Приобскому нефтяному месторождению за 2015 г. – 138 с.
11. Технологическая схема разработки Приобского месторождения, 2018. – 697 с.

12. Некрасов В.И. и др. Гидроразрыв пласта: внедрения и результаты, проблемы и решения. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. – Лангепас-Тюмень, ГУП «Информационно- издательский центр ГНИ по РБ», 2001. – 240 с.
13. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.
14. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: ГОСТ 12.0.003–2015. – Введ. 2017-03-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 9 с.
15. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005-88. – Введ. 1989-01-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 95 с.
16. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
17. Общие требования безопасности, Система стандартов безопасности труда по шуму: ГОСТ 12.1.003-83. – Введ. 1984-07-01. – М.: Издательство стандартов, 2002. – 27 с.
18. СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение (с Изменением N1).
19. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная. Метод определения сопротивления порезу острыми предметами: ГОСТ ISO 13997-2016. – Введ. 2016-11-29. – М.: Стандартиформ, 2019. – 15 с.
20. Пожарная безопасность. Общие требования: ГОСТ 12.1.004-91. – Введ. 1992-07-01. – М.: Стандартиформ, 2006. – 95 с.
21. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест, Санитарно-

эпидемиологические правила и нормативы, СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. –М.: Стандартинформ, 2007. – 68 с.

22. РД-03-19-2007. Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору: утв. приказом Ростехнадзора 29.01.2007 № 37.

23. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов: ГОСТ 12.1.038-82. – Введ. 1983-07-01. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001. – 7 с.

24. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов ПБ 03-585-03: постановление Госгортехнадзора Рос.Федерации от 10.06.2003 № 80.