

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.24.085.22:622.276(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фетисов Дмитрий Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Маггерам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(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
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)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
		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 общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования

Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства

		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, 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
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья</p> <p>2. Обеспечение технологического режима работы скважин</p>	<p>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»</p>	<p>ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений</p>
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>

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
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				
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 науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Фетисову Дмитрию Сергеевичу

Тема работы:

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118–12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные технологии и проблемы извлечения остаточных запасов нефти. Общая характеристика метода сохранения материнского ствола путем резки боковых стволов. Технологические особенности резки бокового ствола. Значение применения технологии резки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Анализ применения технологии резки боковых стволов в процессе извлечения остаточных запасов нефти месторождений Западной Сибири. Осложнения при резке и креплении боковых стволов скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. Общая

	характеристика систем многоствольного заканчивания скважин по технологии ТАМЛ. Анализ существующих методик по зарезке бокового ствола скважин для различных скважин уровня заканчивания ТАМЛ. Критерии применения технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях. Модернизация технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, Гасанов Маггерам Али оглы
Социальная ответственность	Ассистент ООД, Мезенцева Ирина Леонидовна

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

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПРОБЛЕМЫ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фетисов Дмитрий Сергеевич		29.04.2022

Обозначения, определения и сокращения

АСРП - Адаптивная система регулирования притока

АГРП- автогидроразрыв пласта

ЗБС – зарезка бокового ствола

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОПР – опытно-промысловые работы

ГРС – горизонтально-разветвленные скважины

ОС - основной ствол

БС - боковой ствол

ГС – горизонтальный ствол

БЭК – башмак эксплуатационной колонны

ЭК – эксплуатационная колонна

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ННТ – нефтенасыщенные толщины

МЗС – многозобойные скважины

МСС - многоствольные скважины

ОЗ – остаточные запасы

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы

ННБ – наклонно-направленное бурение

ГРП- гидроразрыв пласта

УВ - углеводороды

УКП – устройство контроля притока

АУКП –автономное устройство контроля притока

ППЭ - повышение производственной эффективности

RCP - Rate Control Producton FD - Fluid Diode

TAML - Technology Advancement for Multi-Laterals

Реферат

Выпускная квалификационная работа 130 страниц, 34 рисунка, 21 таблица. Список литературы включает 31 источник информации.

Ключевые слова: Технологии многоствольного заканчивания скважин, реконструкция скважины методом ЗБС, сохранение в работе материнского ствола, доизвлечение остаточных извлекаемых запасов.

Объектом исследования является технологии многоствольного заканчивания горизонтально-разветвленных скважин, которые позволяют осуществлять реконструкцию скважин посредством зарезки бокового ствола с сохранением материнского.

Цель работы – анализ эффективности и обоснование модернизации технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири при использовании систем TAML.

Как известно, многие крупные нефтегазовые залежи Западной Сибири находятся на старых месторождениях. В таких условиях становится актуальным бурение и ввод в эксплуатацию боковых стволов с вертикальным или горизонтальным окончанием. Данный вид геолого-технического мероприятия положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке дополнительной части остаточной нефти и «застойных» участков месторождений. Он становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Основными причинами бездействия добывающих скважин на месторождениях являются негерметичность эксплуатационной колонны, заколонные перетоки и технические причины, связанные в основном с аварийностью фонда. Значительная часть аварийных скважин может быть восстановлена и введена в эксплуатацию только путем зарезки вторых стволов из существующего ствола.

В целях модернизации технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных методов промыслово-геофизические исследований не имеет ограничений при данной конструкции скважин. Предлагаемая технология маркерных исследований скважин основана на применении высокоточных индикаторов притока пластового флюида – квантовых маркеров-репортеров.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	20
1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ИЗВЛЕЧЕНИЮ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ	22
1.1 Основные технологии и проблемы извлечения остаточных запасов нефти .	22
1.2 Общая характеристика метода сохранения материнского ствола путем зарезки боковых стволов	28
1.3 Технологические особенности зарезки бокового ствола	33
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	43
2.1 Значение применения технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири	43
2.2 Анализ применения технологии зарезки боковых стволов в процессе извлечения остаточных запасов нефти месторождений Западной Сибири	47
2.3 Осложнения при зарезке и креплении боковых стволов скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири	55
3. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	58
3.1 Модернизация технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти	58
3.2 Общая характеристика систем многоствольного заканчивания скважин по технологии ТАМЛ	69
3.3 Анализ существующих методик по зарезке бокового ствола скважин для различных скважин уровня заканчивания ТАМЛ	81
3.4 Описание и обоснование концепции компоновки заканчивания комбинированной колонной хвостовика	83
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	89
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	89
4.1.1 Потенциальные потребители технологии	89
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	91

4.1.2. SWOT-анализ	92
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	95
4.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования	95
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	96
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	97
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	100
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	101
4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование	101
4.4.3 Полная заработная плата исполнителей темы проекта	103
4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	105
4.4.5 Накладные расходы	105
4.4.6 Формирование сметы технического проекта	106
4.5 Определение ресурсоэффективности НИ	107
Выводы по разделу	108
5. Социальная ответственность	112
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	113
5.2 Производственная безопасность	113
5.3 Экологическая безопасность	120
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	122
Заключение	125
Список используемых источников	127

Введение

Продуктивная часть месторождений Западной Сибири, разрабатываемых ПАО «Сургутнефтегаз», в большинстве имеет сложное геологическое строение. На ряде участков месторождений водоносные горизонты располагаются близко к нефтяным либо непосредственно их подстилают; коллекторы имеют значительную изменчивость по проницаемости. Характеристики пластов существенно различаются по простиранию и по разрезу.

Ежегодно за счет высокой выработки длительно разрабатываемых объектов, нестабильности геологических характеристик вновь вводимых залежей происходит ухудшение сырьевой базы, характеризующееся истощением активных запасов высокопродуктивных залежей и ростом доли трудноизвлекаемых запасов. По прогнозным оценкам, на предстоящий период доля таких трудноизвлекаемых запасов может превысить 90 %. При таком состоянии остаточных извлекаемых запасов эффективная добыча нефти невозможна без применения геолого-технических мероприятий и технологий интенсификации. Выбор их в каждом конкретном случае осуществляется исходя из особенностей геологического строения и стадии разработки объекта.

Наиболее эффективными методами увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока из зон, недоступных другими методами, является применение горизонтальных скважин, зарезка боковых стволов из вертикальных скважин, многоствольные и разветвленные скважины, т.д.

Зарезка боковых стволов – это наиболее оптимальная, с экономической и технологической точки зрения, технология, позволяющая ввести в разработку ранее не дренируемые пропластки и трудноизвлекаемые запасы УВ, которые не могли быть вовлечены в разработку другими методами. Таким образом, с помощью данной технологии удастся увеличить добычу нефти и коэффициент извлечения нефти из пластов.

Применение ЗБС особо актуально на месторождениях Западной Сибири, так как существует значительная часть бездействующего фонда скважин по

причинам высокой обводненности, повышенного газового фактора или находящихся на грани рентабельности из-за низкого дебита. Данная методика позволяет избежать лишние затраты на бурение, обустройство и освоение скважин, а также вовлечь в разработку ранее не дренируемые пропластки и трудноизвлекаемые запасы УВ, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Целью данной работы является анализ эффективности и обоснование модернизации технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири при использовании систем ТАМЛ.

Для достижения поставленной цели, в работе были определены следующие задачи:

- 1) Проанализировать современные подходы к извлечению остаточных запасов нефти
- 2) Обосновать технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях западной сибире
- 3) Модернизация технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях западной сибире

Информационной базой послужили научная и учебная литература, внутренние руководящие документы, нормативно-правовая база в области разработки месторождений нефти и газа.

Выводы и рекомендации обладают научной и практической значимостью. В целях модернизации технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных методов промыслово-геофизические исследований не имеет ограничений при данной конструкции скважин. Предлагаемая технология маркерных исследований скважин основана на применении высокоточных индикаторов притока пластового флюида – квантовых маркер-репортеров.

1. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПОДХОДОВ К ИЗВЛЕЧЕНИЮ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

1.1 Основные технологии и проблемы извлечения остаточных запасов нефти

Понятие «трудноизвлекаемые запасы» возникло в конце 70-х годов прошлого столетия. К категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов могут быть отнесены запасы, находящиеся в сложных геолого-физических условиях, обладающие «ухудшенными» физическими свойствами, извлечение которых связано с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами.

Л.Н. Назарова указывает, что классификация трудноизвлекаемых запасов включает запасы: в обводненных пластах (остаточная нефть); в низкопроницаемом коллекторе; в карбонатном трещинно-поровом коллекторе, а также: высоковязкие нефти; глубокозалегающие пласты; подгазовые зоны и тонкие нефтяные оторочки [1].

Распределение трудноизвлекаемых запасов показано на рисунке 1.

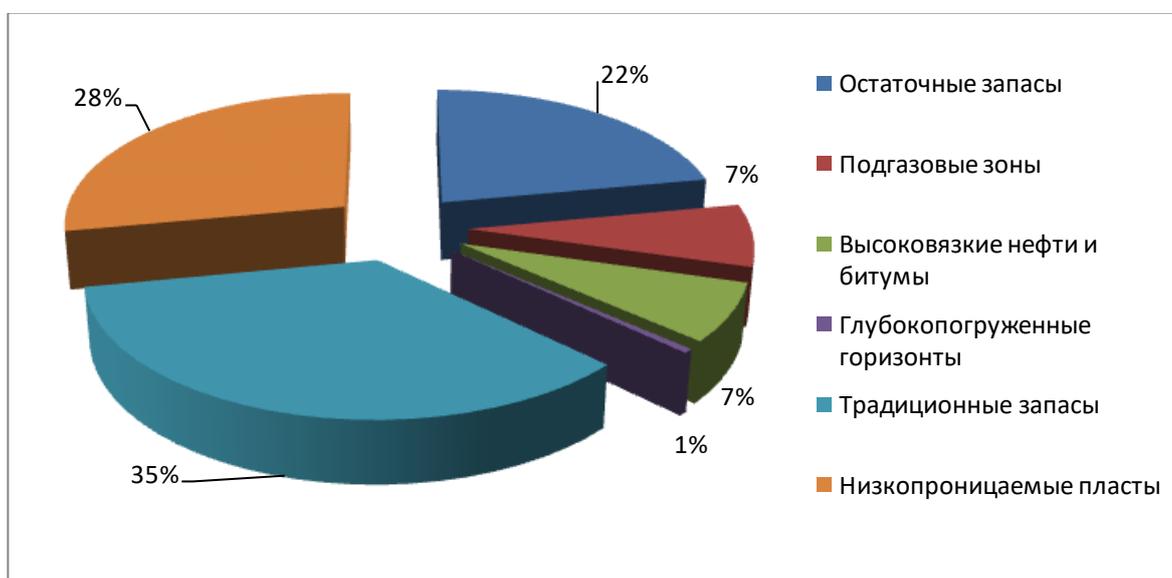


Рисунок 1- Структура промышленных запасов нефти

Доля трудноизвлекаемых запасов увеличивается в основном за счет прироста запасов в низкопроницаемых коллекторах и остаточных запасов нефти месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с применением традиционных технологий характеризуется низкими значениями нефтеотдачи, не превышающими 10-25 %. Для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами необходимо применять современные технологии методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающих увеличение, как коэффициента вытеснения, так и коэффициента охвата [2].

К категории остаточных запасов можно отнести запасы нефти, оставшиеся в нефтяных пластах, разрабатываемых долгое время с применением заводнения. Основной период разработки характеризуется опережающей выработкой лучших по качеству запасов нефти, по которым выработка начальных извлекаемых запасов (НИЗ) может достигать более 80 %, по второстепенным объектам выработка не превышает 40 %. Неравномерная выработка запасов может привести не только к формированию трудноизвлекаемых запасов, но и к их «разубоживанию».

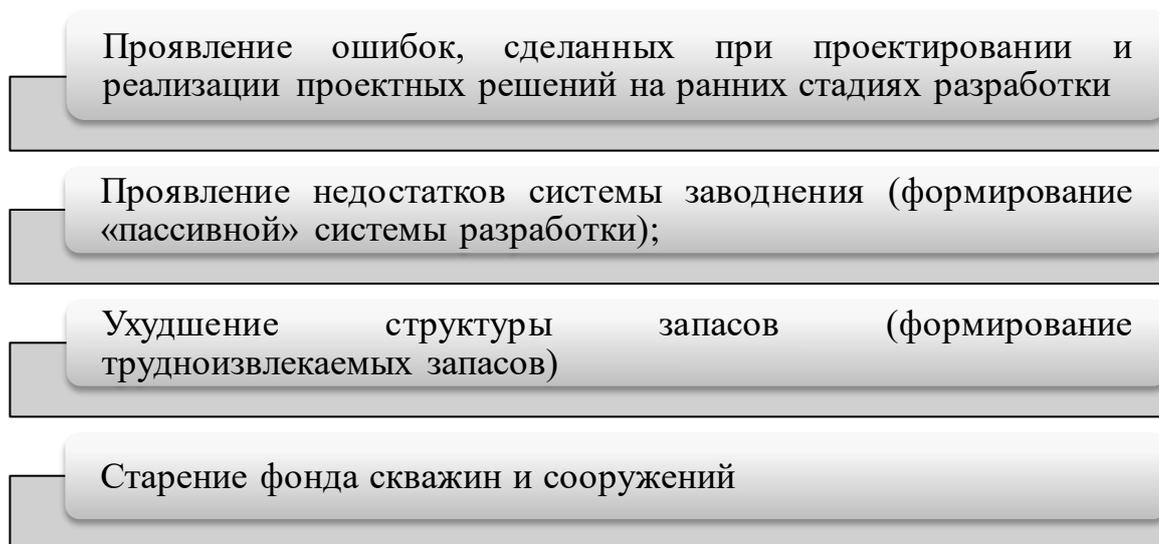


Рисунок 2 - Характеристика завершающей стадии разработки месторождения

Четвертая (завершающая) стадия разработки характеризуется (рисунок 2): проявлением ошибок, сделанных при проектировании и реализации проектных решений на ранних стадиях разработки; проявлением недостатков системы заводнения (формирование «пассивной» системы разработки); ухудшением структуры запасов (формирование трудноизвлекаемых запасов); старением фонда скважин и сооружений [1].

К основным недостаткам разработки нефтяного месторождения с применением заводнения можно отнести:

1) формирование систем разработки на ранних стадиях, при недостаточной изученности и невозможность учета особенностей геологического строения месторождения на стадии проектирования системы заводнения, что приводит к формированию застойных зон;

2) необеспечение полноты охвата заводнением неоднородных, расчлененных пластов: преждевременное обводнение высокопроницаемых пластов, формирование трудноизвлекаемых запасов;

3) ухудшение свойств остаточной нефти;

4) снижение пластовой температуры при закачке холодной воды, приводящее к выпадению парафинов и водонерастворимых солей;

5) ухудшение коллекторских свойств пласта (пористости и проницаемости).

Начальное и текущее распределение запасов, сформировавшееся при действующей системе разработки, показано на рисунок 3.

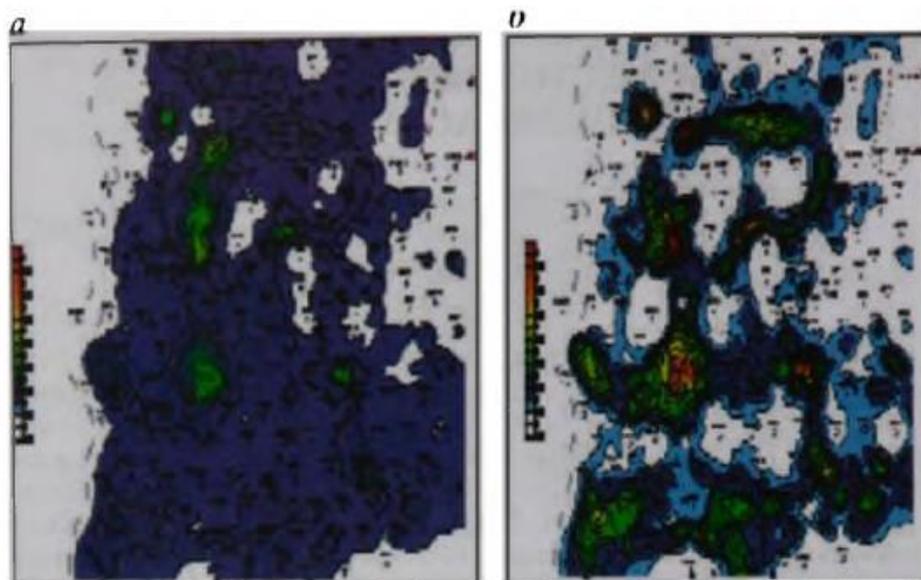


Рисунок 3 - Начальное (а) и текущее (б) распределение запасов нефти

При длительной разработке месторождения с применением заводнения происходят изменения пластовой системы, связанные с техногенными изменениями, напряженно-деформированным состоянием пласта, составом и свойствами нефти, гидродинамическим и температурным режимами пласта. Как правило, величина нефтеотдачи на таких месторождениях не достигает проектных значений, остаточные запасы могут составлять более половины первоначальных геологических запасов.

Причинами образования остаточной нефти являются:

1. Сложность геологического строения, обусловленная макронеоднородностью пластов (линзы, расчлененность, прерывистость пластов).
2. Неоднородность пластов по проницаемости (от 0,01 до 3~4 мкм). Наличие пластов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.
3. Вязкость нефти больше вязкости воды. Диапазон изменения вязкости нефти при заводнении - от 1-5 до 30 мПа·с.
4. Образование застойных зон.
5. Наличие водонефтяной зоны (ВНЗ).
6. Техногенные изменения в пластах.

7. Остаточная нефтенасыщенность в обводненных пластах в виде пленочной или капельной нефти.

8. Микронеоднородность коллектора (размеры капилляров от $1 \cdot 10^{-4}$ до 1 см).

9. Удельная поверхность пористой среды - от $0,05^{-3}$ до 10^{-4} $\text{см}^2/\text{см}^3$)

10. Изменение (ухудшение) свойств остаточной нефти (действие межфазных молекулярных сил от 18 до 30 мН/м).

11. Разбуривание месторождений не по оптимальным сеткам скважин.

12. Несовершенство применяемых технологий.

13. Выделение многоилластовых эксплуатационных объектов.

Преобладающий вид остаточной нефти во многом определяет выбор методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Значение остаточной нефтенасыщенности, находящейся в виде капель или пленки, оценивается от 0,15-0,20 до 0,7, максимальные размеры скоплений нефти составляют несколько миллиметров. Размеры скоплений капиллярно-удерживаемой нефти оцениваются от десятков сантиметров до нескольких метров. Целики нефти, образующиеся в пласте за счет неполного охвата пласта воздействием, могут достигать сотни метров. Основные виды остаточной нефтенасыщенности приведены на рисунке 4.

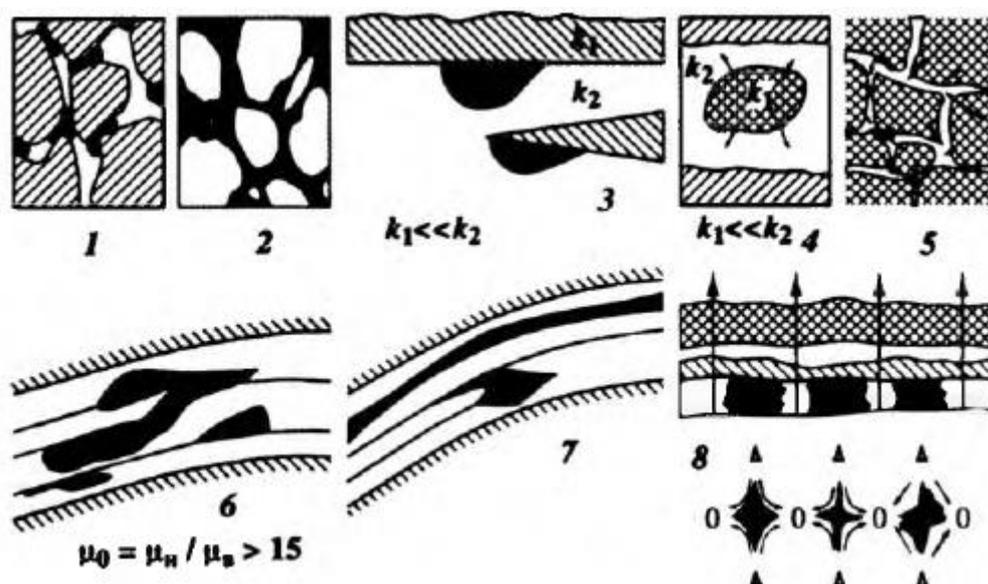


Рисунок 4 - Основные виды остаточной нефтенасыщенности:

1 - в гидрофильной породе; 2 - в гидрофобной породе; 3 - капиллярно-удержанная нефть; 4 - линзы; 5 - трещинно-поровый коллектор; 6 - неустойчивость фронта вытеснения; 7 - малопроницаемые слои; 8 - целики нефти

Рассеянная нефть в гидрофильном и гидрофобном пластах (позиции 1, 2 на рисунке 3) представляет собой жидкие углеводороды, находящиеся в виде отдельных капель в порах и в виде пленок на зернах скелета породы. Эта нефть полностью окружена водой или газом. Размеры частиц рассеянной нефти сравнимы с размерами поровых каналов, и значение остаточной насыщенности меньше значения ее подвижности (т.е. фазовая проницаемость для нее равна нулю). Значение остаточной нефтенасыщенности в промытых зонах обычно составляет 0,15-0,20 [3].

Скопление капиллярно-удержанной нефти на поверхности контактов (позиция 3). В случае проявления режима растворенного газа остаточная нефтенасыщенность может достигать величины 0,7.

Максимальные размеры таких скоплений нефти могут достигать нескольких миллиметров. Скопления капиллярно-удержанной нефти обусловлены концевыми эффектами и неоднородностью порового пространства. К категории капиллярно-удержанной нефти относится рассеянная нефть и нефть, остающаяся в неоднородной среде в результате капиллярных концевых эффектов.

Характерные размеры таких скоплений могут составлять от десятков сантиметров до нескольких метров при значении нефтенасыщенности, близкой к начальной.

Целики в малопроницаемых линзах и блоках трещинно-поровых коллекторов (позиции 4, 5). Такие целики образуются в результате недостаточно эффективного вытеснения нефти из пород различной проницаемости, в частности из трещинно-порового коллектора. Система трещин может быть достаточно хорошо промыта водой при значительной

остаточной нефтенасыщенности блоков за счет низких темпов капиллярной пропитки.

Целики нефти образуются при неустойчивом фронте вытеснения (позиция 6), за счет вязкостной или гравитационной неустойчивости.

Они носят лентообразный характер и могут иметь большую протяженность (десятки и сотни метров) и небольшую ширину (десятки сантиметров, метры).

Невыработанные малопроницаемые прослои и линзы (позиция 7). Скопление остаточной нефти в малопроницаемых зонах и линзах обусловлено проявлением начального градиента давления при фильтрации нефти или недостаточным временем вытеснения.

Эти целики могут иметь очень большие размеры, а иногда представляют собой целые невыработанные пропластки или участки.

1.2 Общая характеристика метода сохранения материнского ствола путем зарезки боковых стволов

Многие крупные нефтегазовые залежи Западной Сибири находятся на старых месторождениях. В таких условиях становится актуальным бурение и ввод в эксплуатацию боковых стволов с вертикальным или горизонтальным окончанием. Данный вид геолого-технического мероприятия положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке дополнительной части остаточной нефти и «застойных» участков месторождений. Он становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин

Основными причинами бездействия добывающих скважин на месторождениях являются негерметичность эксплуатационной колонны, заколонные перетоки и технические причины, связанные в основном с аварийностью фонда. Значительная часть аварийных скважин может быть

восстановлена и введена в эксплуатацию только путем зарезки вторых стволов из существующего ствола [4].

Значительный объем работ при ликвидации аварий в бурящихся и эксплуатационных скважинах занимает фрезерование аварийных металлических предметов с последующим их извлечением. Это наиболее распространенный и трудоемкий процесс, зачастую приводящий к экономической нецелесообразности продолжения работ, тем самым, выводя скважину в бездействующий фонд. В последние годы в отечественной и зарубежной практике применяется способ возвращения скважин в эксплуатацию после тяжелых и малоэффективных ремонтов с помощью зарезки боковых стволов.

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

Впервые бурение второго ствола в нашей стране было осуществлено в 1936 году. Следует подчеркнуть, что эффективность таких работ была не очень высока по различным причинам и, в первую очередь, из-за низкой эффективности инструментов, техники и технологии. Из-за отсутствия технических средств в настоящее время простаивают более 40 тысяч нефтяных скважин – это более 20 % всего фонда скважин [5].

Зарезка второго ствола стала одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший

рост нефтедобычи на месторождениях. В значительной степени это объясняется тем, что на разрабатываемых месторождениях накопился фонд аварийных, высокообводненных, малодебитных скважин, требуемых существенных затрат на проведение капитального ремонта. При этом экономическая эффективность других предлагаемых технологий незначительна, кратковременна или вообще отсутствует. Бурение же новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного решения может рассматриваться бурение второго ствола из существующей скважины.

Большинство обычных вертикальных скважин на месторождениях Западно-Сибирского региона находятся в эксплуатации от 10 до 50 лет. Зачастую простые операции капитального ремонта, такие как дополнительная перфорация, кислотная обработка или гидроразрыв пласта, значительно увеличивают добычу. Но в некоторых случаях эффективным решением является использование скважин для бурения из них боковых стволов с горизонтальным окончанием [6].

Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводненной или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии с технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учетом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. К зарезке боковых стволов пригодны практически все скважины.

Технология ЗБС характеризуется следующими основными преимуществами по сравнению с бурением новых скважин:

1. Повторное использование основной части конструкции бездействующих или малодебитных скважин.
2. Прирост дебита скважин после зарезки боковых горизонтальных стволов и/или из-за применения более совершенных технологий (новые виды буровых растворов, перфораторов и т.д.).
3. Экономия средств на аренду и монтаж/демонтаж буровой установки.
4. Использование существующей инфраструктуры – подъездные дороги, буровые площадки и т.д.
5. Отсутствие необходимости ликвидации бездействующих или низкодебитных скважин, что влечет за собой отказ от дополнительных возмещаемых расходов.
6. Меньший период окупаемости [7].

Наряду с существенными преимуществами технологии ЗБС перед бурением новых скважин имеются также некоторые недостатки: ухудшение прочностных свойств обсадных труб, нарушения сплошности крепи скважины, обводнение продуктивных пластов, аномально низкие пластовые давления (АНПД), наличие различного вида осложнений и аварий.

Для повышения эффективности использования ЗБС для каждого отдельного случая рекомендуется осуществлять гидродинамическое моделирование [8], применять современные методы сейсморазведки. В противном случае работы по ЗБС могут оказаться неэффективными.

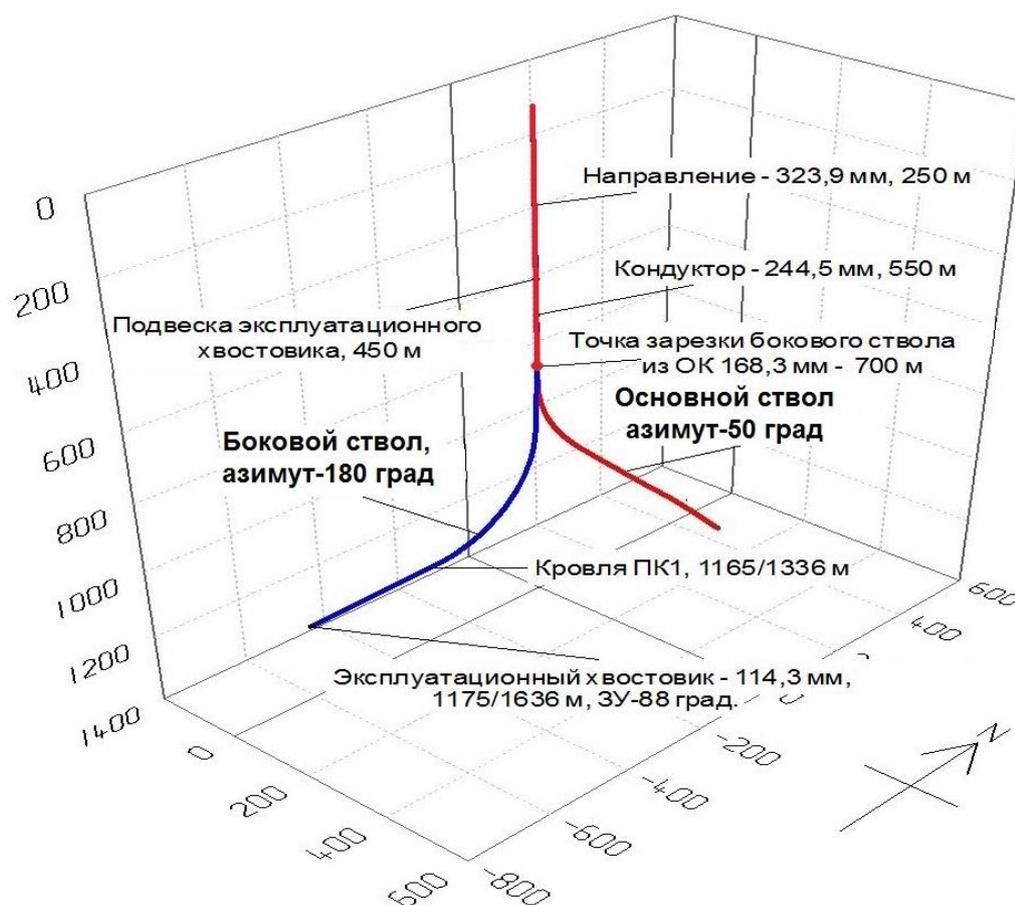


Рисунок 5 - Профили основного и бокового стволов типовой скважины на месторождениях Западной Сибири

Профили основного и бокового стволов типовой скважины приведены на рисунке 5. Глубина начала зарезки бокового ствола из ОК определяется исходя из рационального достижения проектной глубины, приемлемой пространственной интенсивности искривления и необходимого отхода от вертикали.

Далее рассмотрим критерии отбора и классификация скважин для их восстановления путем бурения вторых стволов. **«Основными критериями выбора скважин с ответвляющимся стволом являются:**

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2 %;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках – не менее 98 тыс. тонн;
- нефтенасыщенная, контактная с газом толщина пласта не менее 7 м;
- нефтенасыщенная, контактная с водой толщина не менее 6 м;

– нефтенасыщенная, контактная одновременно с водой и нефтью толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина не менее 4 м.» [9].

1.3 Технологические особенности зарезки бокового ствола

Технология зарезки бокового ствола состоит из следующих последовательных этапов:

1. Начальный этап. Геологической службой недропользователя совместно с научно-исследовательским институтом подбирается скважина-кандидат для бурения бокового ствола с указанием его траектории. Для определения скважины – кандидата проводится анализ геологического материала, данных эксплуатации окружающих скважин, выделяются благоприятные зоны: наименее истощенные участки месторождений с наибольшими остаточными запасами. Геологической службой Управления буровых работ или Управления капитального ремонта скважин составляется проект на бурение БС и рассчитываются экономические показатели и технологические параметры бурения.

2. Подготовка скважины к зарезке БС. Проводится геофизическое исследование скважины (ГИС) с целью обследования технического состояния эксплуатационной колонны, состояния цементного кольца за колонной, наличия заколонных перетоков. В случае отсутствия цементного камня в верхней части эксплуатационной колонны проводится ее цементирование, либо вырезание и подъем колонны. Затем ствол шаблонируется, проводятся изоляционно-ликвидационные работы в нижней части ствола скважины. Выход из обсадной колонны осуществляется:

– путем сплошного фрезерования обсадных колонн вырезающими устройствами (например, ВУС – 146);

– помощью комплекса инструмента, включающего клин-отклонитель типа КОГ-146, КРОТ-146 с усиленным механическим креплением в обсадной колонне и многолезвийные фрезеры;

– с помощью комплекса инструмента «КГБ», являющимся инструментом для резки БС из обсаженных скважин за один рейс – в обсадной колонне фрезеруется окно и бурится короткий ствол под КНБК [7].

3. Бурение бокового ствола. Бурение БС ведут с мобильных буровых установок А-60/80 и АРБ-100 и облегченной БУ-75. Дальнейшее бурение БС ведется винтовыми забойными двигателями диаметром 127 - 85 мм, отклонителями с регулируемым углом перекоса, долотами 155,6 - 76 мм [6]. Ориентированное бурение проводится с использованием телесистем с кабельным (СТТ-108, ОРБИ-36) и электромагнитным (АТ-3, ЗТС-54) каналами связи [10].

Известно, что дебит скважины или БС также зависит от качества первичного вскрытия пласта. Загрязнения пласта при бурении скважины или БС практически невозможно исправить в процессе эксплуатации различными методами повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому особое внимание уделяется этому вопросу. Использование бурового раствора зависит от литологии вскрываемых пород: при вскрытии карбонатного коллектора глинистый раствор полностью заменяется на пластовую или пресную воду с добавлением ПВА, либо на аэрированный раствор; терригенные отложения вскрываются на полигликолевом ингибированном буровом растворе ($\gamma = 1,6 - 1,26 \text{ г/см}^3$, $\beta = 30 - 35 \text{ сек.}$, $\Phi = 4 - 6 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$, $\rho = 0,3 - 1,0 \text{ Омм}$). При проходке ведется инклинометрический контроль. После окончания бурения проводится ГИС открытого бокового ствола.

4. Крепление БС эксплуатационной колонной - хвостовиком (далее хвостовик). Применяется два основных способа заканчивания скважин [3]:

– Спуск хвостовика до забоя и цементирование его по всей длине с последующей перфорацией цементного кольца (в основном для БС, которые бурят на терригенные отложения).

– Спуск хвостовика до кровли продуктивного пласта и цементирование его с применением мер по защите пласта от попадания тампонажного раствора (в основном в БС, пробуренных на карбонатные отложения).

Фактический профиль БС перед спуском хвостовика тщательно прорабатывают с промывкой, чтобы избежать синусоидальных и спиралевидных изгибов колонны труб. Диаметр хвостовика подбирается в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны основного ствола: в 9" спускается 5", в 6" – 4", в 5" – 3".

Для создания монолитного цементного кольца используются: пластифицированные тампонажные растворы с пониженной водоотдачей, эффективные буферные жидкости на основе недефицитных реагентов, специальные режимы нагнетания тампонажных растворов в БС. В связи со значительной толщиной водонасыщенной части пластов в водонефтяных зонах и близлежащих водоносных пластов используются технологии заканчивания БС с установкой водоизолирующих экранов до пуска их эксплуатацию. Водоизолирующие экраны создаются с помощью: водоизолирующих жидкостей (на базе полимерных материалов) с использованием механизма осаждения полимера и гелеобразования; кварцевого песка [11].

На рисунке 6 представлена схема компоновки хвостовика бокового ствола с открытым забоем.

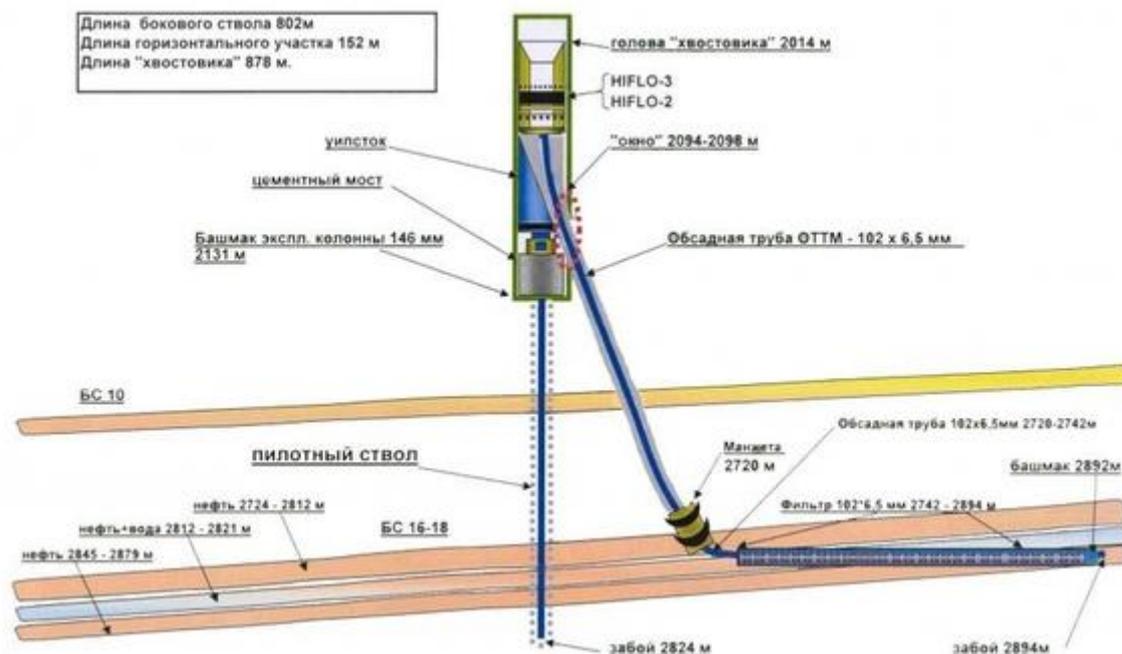


Рисунок 6 - Схема компоновки «хвостовика» бокового ствола с открытым забоем

Основной вариант ЗБС заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клинотклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах $\pm 90^\circ$ по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки.

После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путем вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и

забуриванием бокового ствола с цементного моста. При зарезке вторых стволов из обсадных колонн вырезание окна с клина чаще всего является более предпочтительным приемом, чем фрезерование секции обсадной колонны по следующим причинам.

1. На участке вырезания окна высокое качество цементирования обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях приборов акустической цементометрии (АКЦ) менее 70 % рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением.

2. С точки зрения геологического разреза окна можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании секции желательно иметь в этом интервале песчаные породы.

3. При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет.

4. При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, так как при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объем фрезеруемого металла в 4–6 раза меньше, чем при фрезеровании секции колонны.

5. Зарезка второго ствола при использовании клина гарантирована на 100 %, так как осуществляется одновременно с вырезом окна. В случае фрезерования секции обсадной колонны зарезка второго ствола является отдельной операцией, и ее успех не всегда гарантирован, так как зависит от целого ряда факторов: длины фрезерования секции; качества установленного цементного моста; типа и крепости пород в интервале зарезки; типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), режима зарезки и т.д.

6. Начало второго ствола, образованное желобообразным металлическим клином, надежнее, чем образованное в цементном камне, так как этот участок в дальнейшем будет подвергаться воздействию элементов КНБК и замков бурильных труб при спускоподъемных операциях и вращении бурильной

колонны. Разрушение цемента в интервале второго ствола может привести к непредвиденным проблемам.

7. В вертикальных скважинах, благодаря применению гироскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый стволрезается сразу в нужном направлении. В случае фрезерования секции второй ствол чаще всего забуривается произвольно и только затем разворачивается в нужном направлении.

8. Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезерования секции обсадной колонны [12].

При выборе интервала резки второго ствола скважины руководствуются следующими критериями:

- глубиной от устья до верхнего края залегания аварийного оборудования, исходя из этого, второй ствол забуривают на 30–50 м выше верхнего края аварийного оборудования;

- наличием в месте предполагаемой резки одной эксплуатационной колонны;

- наличием цементного кольца за обсадной колонной, его качеством;

- устойчивостью стенок скважины и минимальной твердостью горных пород, для этого лучше всего подходят глинистые пропластки;

- максимальной интенсивностью искривления ствола скважины выше интервала забуривания (она не должна превышать $2-3^\circ$ на 10 м);

- глубиной нахождения муфт эксплуатационной колонны в интервале предполагаемого выреза;

- герметичностью эксплуатационной колонны в предполагаемом интервале;

- глубиной кровли продуктивного пласта;

- отклонением нового ствола от вертикали;

- радиусом искривления в интервале набора зенитного угла;

- глубиной текущего забоя [13].

На основании всего вышеперечисленного выбирают интервал и проектируют профиль скважины для зарезки второго ствола.

Третий вариант забуривания второго ствола скважины через щелевидный вырез в эксплуатационной колонне проводят в 3 этапа:

- 1) устанавливают клиновой отклонитель;
- 2) фрезеруют вырез в колонне;
- 3) забуривают дополнительный ствол.

При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители (рисунок 7).

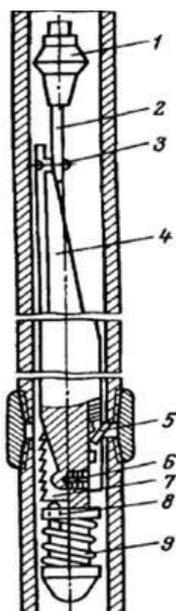


Рисунок 7 - Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб: 1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защелка; 6 – фиксатор; 7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина

Четвертый вариант забуривания второго ствола скважины в интервале сплошного выреза обсадной колонны осуществляется роторным способом. Образование сплошного выреза в обсадной колонне позволяет упростить забуривание дополнительного ствола. При роторном способе забуривания могут быть использованы отклоняющие клиновые инструменты, устанавливаемые на цементный забой и фиксируемые в нижней части.

Образование сплошного выреза ослабляет обсадную колонну, поэтому область выреза необходимо дополнительно закреплять цементированием

участка скважины, включающего ослабленный интервал. Наличие цементного моста позволяет забуривать дополнительный ствол без применения стационарных отклонителей. Наибольшее распространение для забуривания дополнительных стволов получили съемные клинья (уипстоки) и шарнирные отклонители, конструкция которых показана на рисунке 8.

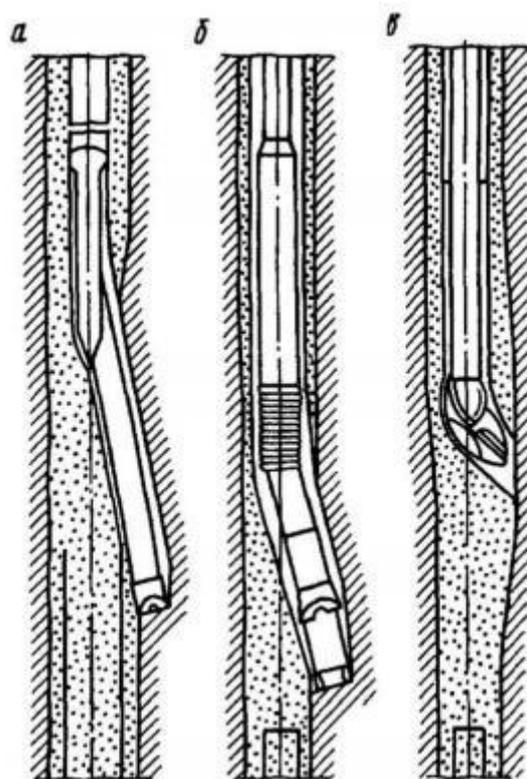


Рисунок 8 - Забуривание второго ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста

Съемный клин (рисунок 8 а) устанавливают на забой, предварительно образованный разбуриванием цементного камня. Отклоняющий инструмент в виде уипстока и направляющей трубы с шарошечным долотом уменьшенного диаметра спускают до искусственного забоя и забуривают новый ствол.

Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентировано до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины. Шарнирный отклонитель (рисунок 8 б) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. Для этого предварительно подготавливают забой в цементном мосте. Ввиду малой точности

ориентирования шарнирный отклонитель чаще всего применяют при забурировании дополнительного ствола в произвольном направлении.

После образования нового направления необходимо проработать интервал забурирования расширителем для снятия уступов.

В мягких породах при забурировании дополнительного ствола допускается использование долбящих долот (рисунок 8 в). Долбящее долото имеет скошенные лопасти [14].

При ударах долотом по забою, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосту и породе вырабатывается углубление, которое используется в дальнейшем в качестве направляющего участка для обычного долота. В ряде случаев целесообразно дальнейшее бурение с образовавшегося уступа проводить с использованием уипстока или шарнирного отклонителя.

В заключение первой главы можно сделать следующие выводы:

1) Применение технологии зарезки бокового ствола (ЗБС) повышает коэффициент нефтеотдачи пласта и может рассматриваться как один из способов уплотнения сетки скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и существенно снизить затраты на ее освоение. Применяются различные технологии проведения ЗБС на скважинах бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и другие. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже ее среднего значения по месторождению, а затраты на их строительство окупаются в течение 1–2 лет. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (гироразрыв пласта, пологие скважины и тд).

2) Классическим решением при ЗБС считается вырезание участка нефтяной колонны, т.е. участка с нужной протяженностью. Однако данный метод подразумевает существенные недостатки: о шанс, что вырезание участка пройдет в течение одного спуска оборудования, крайне мал, и потребуются регулярная смена устройства для вырезания; о технология требует монтажа дополнительного мостового элемента, на котором производится наращивание

основного цементного моста в дальнейшем; о процедура наработки желоба и бурения ствола длится довольно долго, поскольку применяются инструменты небольшого диаметра; о возможно появление такой проблемы бурения боковых стволов скважин, как затрудненность прохождения долота при большом зенитном угле: работа трубореза способствует сильному износу и повышает опасность поломки.

3) Таким образом, зарезка боковых стволов – это эффективная технология, которая позволяет увеличить добычу нефти на старых месторождениях, вернуть в эксплуатацию ранее простаивающие нефтяные скважины. Путем забуривания боковых стволов в разработку вовлекаются ранее недренируемые участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Значение применения технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири

Анализируем региональную нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна и закономерности расположения месторождений углеводородного сырья, с целью определения перспективных направлений лицензирования. Известно, что ареалы распространения месторождений определяются, прежде всего, геологическими факторами, такими как: наличие пластов-коллекторов, покрышек, ловушек различных типов, а так же углеводородных систем, обеспечивающих генерацию, миграцию, аккумуляцию углеводородов и сохранность образовавшихся залежей. Очевидно, что границы распространения совокупности названных факторов и являются границей зоны, за пределами которой формирование месторождений нефти и газа невозможно. С учетом этой парадигмы рассмотрим карту Западно-Сибирской НГП (рисунок 9). Синей линией здесь показана граница осадочного бассейна, в пределах которой присутствуют названные выше геологические факторы, определяющие возможность существования месторождений УВ, здесь же нанесены выявленные месторождения УВ и административные границы соседних с Тюменской областью краев и областей.

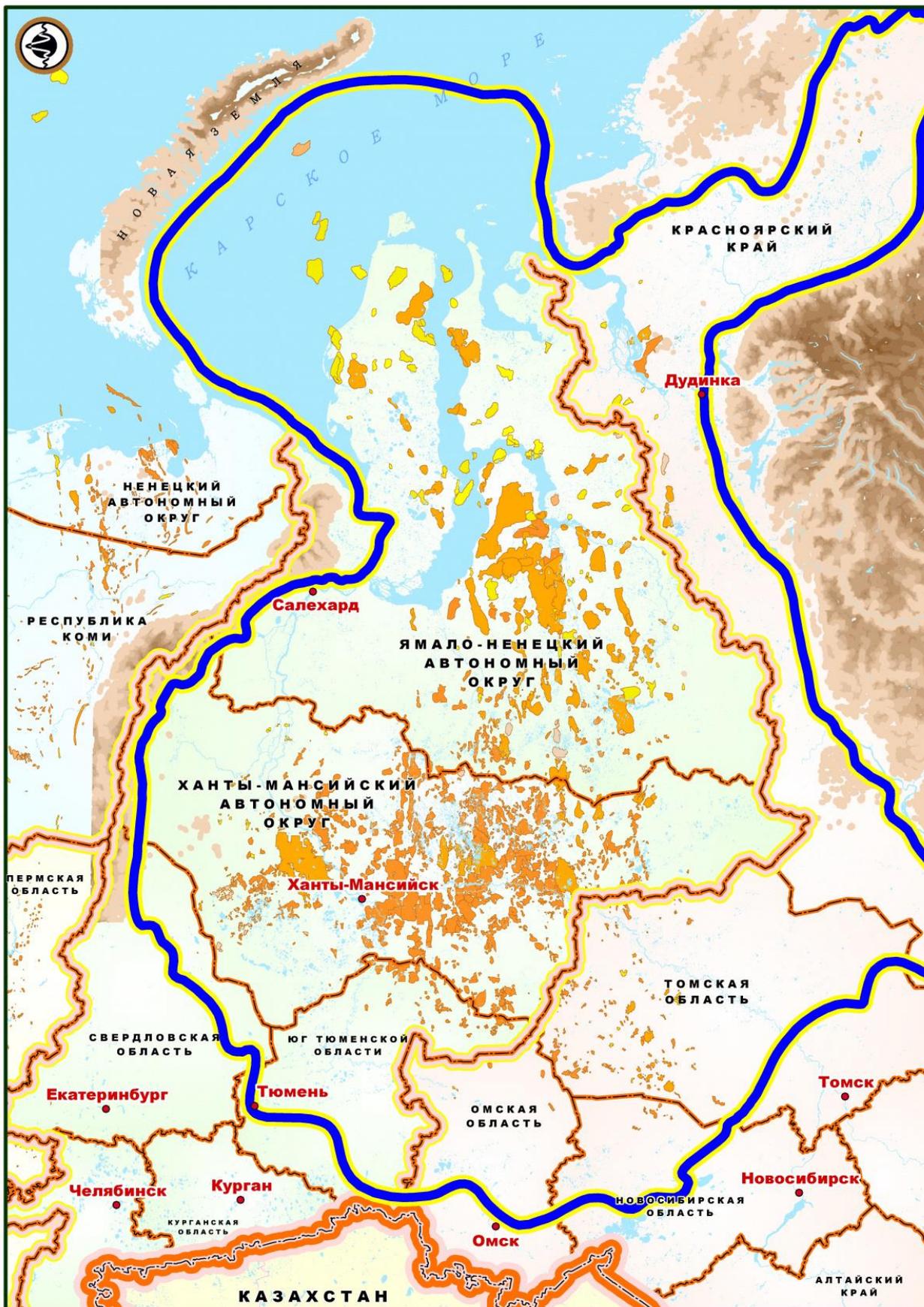


Рисунок 9 - Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция

Как видно на карте, в центральной части бассейна, геология которого достаточно хорошо изучена, сосредоточено большинство выявленных месторождений. Очевидно, что наибольший интерес с точки зрения перспектив открытия новых месторождений представляют менее изученные восточные земли Тюменской области и прилегающие территории Красноярского края, а так же прилегающие к Уралу территории, включая северо-восточные земли Свердловской области. Эти территории представляют собой окраинные части Западно-Сибирского осадочного бассейна и характеризуются существенно меньшей геолого-геофизической изученностью и меньшими плотностями прогнозных ресурсов, тем не менее, здесь велика вероятность открытия мелких и средних по величине запасов УВ месторождений. Нельзя исключать и выявление более крупных скоплений, если они контролируются серией близко расположенных литологических ловушек, как это имеет место в Шаимском нефтегазоносном районе, который находится в западной части Тюменской области и распространяется в западном направлении на территорию Свердловской области. Нефтяные месторождения здесь выявлены вплоть до самой административной границы, которая, понятно, не может являться границей распространения ареала месторождений.

Как известно, многие крупные нефтегазовые залежи Западной Сибири находятся на старых месторождениях. В таких условиях становится актуальным бурение и ввод в эксплуатацию боковых стволов с вертикальным или горизонтальным окончанием. Данный вид геолого-технического мероприятия положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке дополнительной части остаточной нефти и «застойных» участков месторождений. Он становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Основными причинами бездействия добывающих скважин на месторождениях являются негерметичность эксплуатационной колонны, заколонные перетоки и технические причины, связанные в основном с

аварийностью фонда. Значительная часть аварийных скважин может быть восстановлена и введена в эксплуатацию только путем зарезки вторых стволов из существующего ствола.

Применение технологии зарезки бокового ствола (ЗБС) повышает коэффициент нефтеотдачи пласта и может рассматриваться как один из способов уплотнения сетки скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и существенно снизить затраты на ее освоение. Применяются различные технологии проведения ЗБС на скважинах бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и другие. Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже ее среднего значения по месторождению, а затраты на их строительство окупаются в течение 1–2 лет. Дополнительный эффект можно получить от совмещения зарезки боковых стволов с другими технологиями (гироразрыв пласта, пологие скважины и тд).

Классическим решением при ЗБС считается вырезание участка нефтяной колонны, т.е. участка с нужной протяженностью. Однако данный метод подразумевает существенные недостатки: о шанс, что вырезание участка пройдет в течение одного спуска оборудования, крайне мал, и потребуются регулярная смена устройства для вырезания; о технология требует монтажа дополнительного мостового элемента, на котором производится наращивание основного цементного моста в дальнейшем; о процедура наработки желоба и бурения ствола длится довольно долго, поскольку применяются инструменты небольшого диаметра; о возможно появление такой проблемы бурения боковых стволов скважин, как затрудненность прохождения долота при большом зенитном угле: работа трубореза способствует сильному износу и повышает опасность поломки.

2.2 Анализ применения технологии зарезки боковых стволов в процессе извлечения остаточных запасов нефти месторождений Западной Сибири

Продуктивная часть месторождений Западной Сибири, разрабатываемых ПАО «СНГ», в большинстве имеет сложное геологическое строение. На ряде участков месторождений водоносные горизонты располагаются близко к нефтяным либо непосредственно их подстилают; коллекторы имеют значительную изменчивость по проницаемости. Характеристики пластов существенно различаются по простиранию и по разрезу [17].

Ежегодно за счет высокой выработки длительно разрабатываемых объектов, нестабильности геологических характеристик вновь вводимых залежей происходит ухудшение сырьевой базы, характеризующееся истощением активных запасов высокопродуктивных залежей и ростом доли трудноизвлекаемых запасов. По прогнозным оценкам, на предстоящий период доля таких трудноизвлекаемых запасов может превысить 90 % [1]. При таком состоянии остаточных извлекаемых запасов эффективная добыча нефти невозможна без применения геолого-технических мероприятий и технологий интенсификации. Выбор их в каждом конкретном случае осуществляется исходя из особенностей геологического строения и стадии разработки объекта.

Наиболее эффективными методами увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притока из зон, недоступных другими методами, является применение горизонтальных скважин, зарезка боковых стволов из вертикальных скважин, многоствольные и разветвленные скважины, т.д. Реализация геолого-технических мероприятий данной группы способствует решению основных проблем разработки месторождений и позволяет: проводить эффективный капитальный ремонт скважин по ограничению водопритока; вовлекать в разработку недренируемые и слабодренируемые пропластки; переносить отборы в зону невыработанных запасов; увеличивать

продуктивность; переносить фронт нагнетания; формировать систему воздействия [18].

В настоящее время практически по всем продуктивным пластам месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» применяется технология разбуривания боковых стволов как наиболее эффективная и рентабельная [3]. Наиболее технологически и экономически эффективной для продуктивных пластов месторождений компании является зарезка горизонтальных боковых стволов: за счет применения ЗБС за весь период добыто более 60 млн. тонн дополнительной нефти. В среднем удельная эффективность оценивается, по приблизительным оценкам, в 25 тыс. тонн/скв.–опер. Важным достоинством данной технологии является низкая себестоимость выполнения мероприятий при увеличении добычи, поскольку отсутствует необходимость бурения дополнительных скважин для приростов добычи [13].

Зарезка БС скважин осуществляется с целью интенсификации системы разработки месторождений и увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов.

В Обществе применяются следующие технологии крепления БС скважин:

1. Продуктивная часть частично или полностью обсаживается фильтрами с манжетным цементированием вышележащих горизонтов.
2. Продуктивная часть частично или полностью обсаживается фильтрами без цементирования.
3. Продуктивная часть обсаживается компоновкой под МСГРП без цементирования.
4. Продуктивная часть обсаживается компоновкой под МСГРП с манжетным цементированием вышележащих горизонтов;
5. Сплошное цементирование хвостовика с последующей перфорацией [3].

Выбор технологии крепления БС скважин определяется на основании конкретных геологических условий и результатов интерпретации данных геофизического каротажа в процессе бурения или окончательного каротажа.

Рассмотрим варианты конструктивного исполнения боковых стволов, применяемых в ПАО «Сургутнефтегаз».

Первый вариант – БС забуриваются из скважин, обсаженных колоннами с диаметрами 139, 146 и 168 мм. Для них используются трубы для обсаживания БС диаметрами 89; 102; 114; 120 и 140 мм соответственно.

В первом варианте применяются эксплуатационные забои БС скважин: открытого типа; закрытого типа со сплошным цементированием интервала продуктивного пласта с последующей перфорацией.

Эксплуатационный забой БС открытого типа предусматривает установку изолирующего заколонного пакера или манжетное цементирование [3].

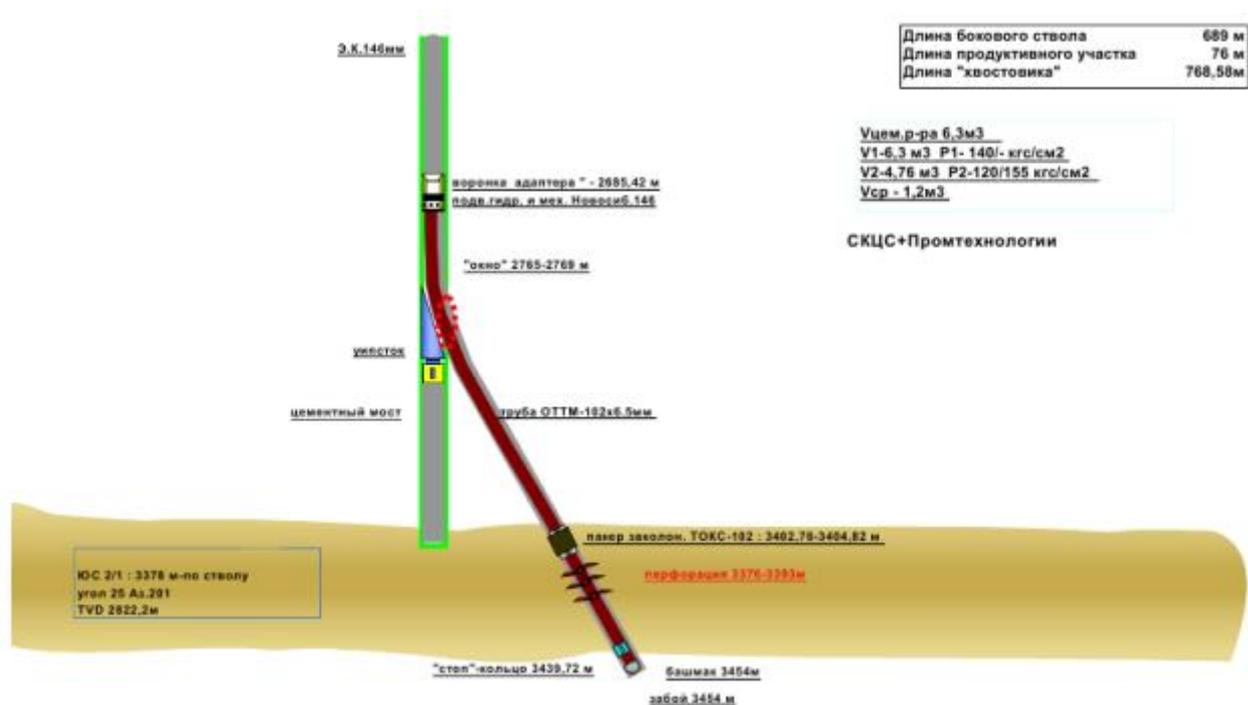


Рисунок 10 - Эксплуатационный забой БС открытого типа

Эксплуатационный забой БС закрытого типа предусматривает сплошное цементирование хвостовика.

Схема устройства подвески при помощи жесткого центратора на разности диаметров дана на рисунке 14.

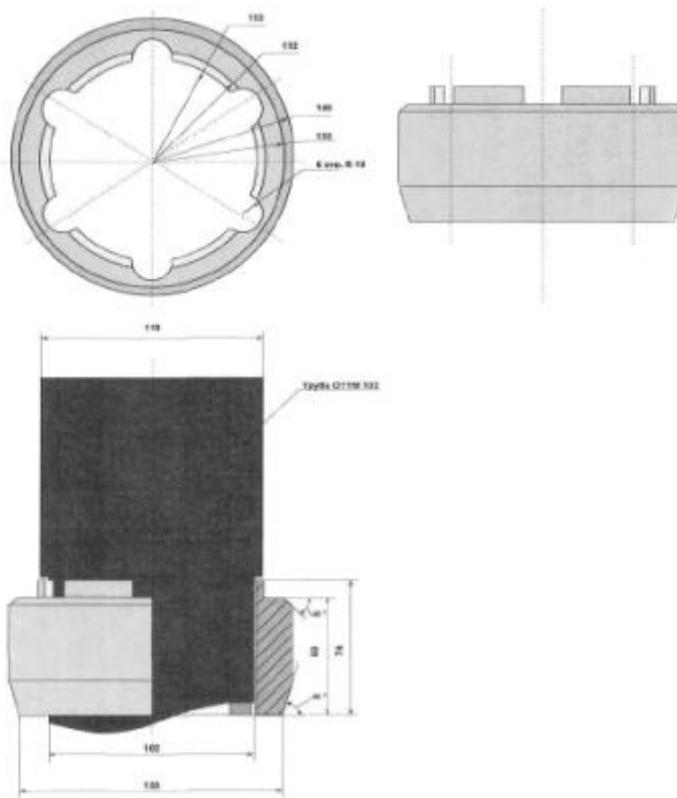


Рисунок 14 - Схема жесткого центратора

4. БС скважины – оборудованием для проведения МСГРП;
5. УД – хвостовиком с подвешиванием его выше башмака эксплуатационной колонны;
6. ответвления УД – хвостовиком с установкой его ниже башмака эксплуатационной колонны.

Для оснастки хвостовиков применяется оборудование отечественного и зарубежного производства.

В случае открытого эксплуатационного забоя с обсаживанием БС скважины хвостовиком и подвешиванием его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном подвесном устройстве.

Пример схемы разбуривания ответвлений бокового ствола с использованием бурового комплекса «Непрерывная Труба» показана на рисунке 15.

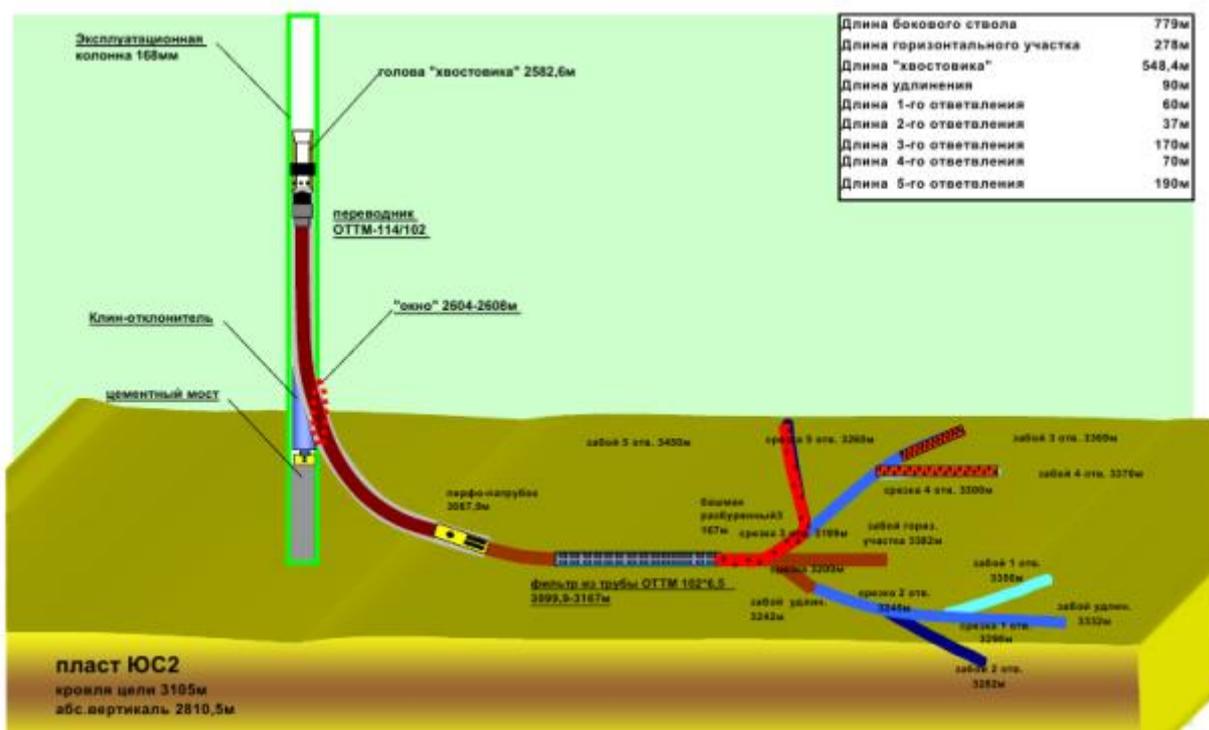


Рисунок 15 - Схема разбуривания ответвлений бокового ствола с использованием бурового комплекса «Непрерывная Труба»

Работы по раздутию заколонных пакеров проводятся при помощи внутренней рабочей колонны. В качестве внутренней рабочей колонны используются безмуфтовые НКТ диаметром 60 мм [3]. В состав внутренней колонны входят:

- инструмент для раздувания пакера;
- распорный патрубок;
- индикаторная цанга;
- распорные патрубки (их число и длины уточняются для размещения инструмента для раздувания пакера напротив клапанной муфты пакера);
- переводник;
- противошламовый патрубок;
- подъемный патрубок с противошламовой крышкой;
- индикаторная цанга (используется для определения точного расположения манжет инструмента для раздувания пакера и длины патрубков, необходимых для его точного размещения напротив клапанной муфты пакера).

При зарезке нескольких БС из одной скважины для подвески и крепления хвостовиков применяется внутрискважинное оборудование отечественного или зарубежного производства. При необходимости, обусловленной геолого-физическими характеристиками пласта, условиями его залегания, неизбежностью или высокой степенью вероятности пересечения водогазоносных горизонтов, создается конструкция эксплуатационного забоя закрытого типа.

В интервале эксплуатационного забоя и в водогазоносных пластах хвостовик обязательно центрируется.

После ОЗЦ производится промывка забоя скважины, устье скважины оборудуется малогабаритным превентором и опрессовывается совместно с колонной. По согласованию с геологической службой проводится комплекс следующих геофизических исследований: гамма-каротаж и локатор муфт – с целью определения воронки адаптера «хвостовика»; АКЦ – с целью определения качества цементного камня.

На основании изложенного, можно сделать вывод о том, что применяемые компоновки отличаются разнообразием и исключают их взаимозаменяемость, что связано с конкретными особенностями компоновочных решений – как по БС эксплуатационной скважины, так и по хвостовику. Тем не менее, в целях оптимизации себестоимости на реализацию каждой конкретной технологии необходимо проводить расчеты, предусматривающие не только прогнозируемую технологическую эффективность, но и также предусматривать возможность взаимозаменяемости оборудования, входящего в компоновочные схемы при заканчивании боковых стволов эксплуатационных скважин.

2.3 Осложнения при зарезке и креплении боковых стволов скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири

Ввиду поздней стадии разработки большинства месторождений Западно-Сибирской нефтяной провинции, образовавшиеся осложнения при добыче нефти и эксплуатации скважин требуют новых, современных и эффективных решений. Применение различных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ) не всегда дает ожидаемый эффект, как в пределах технологических показателей (сохранение/восстановление притока), так и в пределах временных рамок полезного действия. Большая распространенность ЗБС, имеет доказанные эффективности при увеличении КИН, тем самым «спасая» скважину из нерентабельного фонда (НРФ), с низким дебитом нефти (15-30 т/сут) и высокой обводненностью (около 90%). Но обычное восстановление скважин методом ЗБС возможно не на всех скважинах ввиду частых повторных перебуров, сложных траекторий материнского ствола, что все больше увеличивает высоту расположения «технологического окна». Выявляется невозможность сохранить расположение полки под УЭЦН в эксплуатационной колонне. Существует два кардинальных варианта решения данной проблемы [31]:

1) Бурение новой скважины на необходимый участок объекта с остаточными запасами, что возможно потребует обустройства дополнительной кустовой площадки, отсыпки, что влечет к значительным затратам и увеличению времени строительства.

2) Проведение ЗБС с дальнейшим креплением бокового ствола комбинированной колонной хвостовика 127/114мм.

Выбор технологии заканчивания ЗБС с применением комбинированной колонны вызван геологическими факторами и технологическими проблемами строительства.

1. Факторы геологической обстановки, влияющие на выбор технологии.

Основой сложного геологического строения месторождений севера Красноярского края являются образования осадочные породы палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Добыча углеводородов осуществляется с залежей нижнего мела Нижнехетской и Яковлевской свит. Все продуктивные пласты-коллекторы имеют терригенный тип с сильной расчлененностью ($K_p=14,4$), характеризуются отложениями русел рек, неоднородностью по латерали. Учитывая данные факторы, месторождения Красноярского края имеет следующие геолого-физические особенности.

1) Наличие многолетнемерзлых пород (в интервале до 500м по абсолютной отметке) затрудняет как процесс бурения, так и процесс добычи. Низкие температуры верхних пластов ($t_{cp}=12^{\circ}\text{C}$) вызывают осложнения работы оборудования и трудности, возникающие при подъеме флюидов на поверхность.

2) Сравнительно высокие содержания глинистого цемента – алевролита (до 35 %), а также локальные зоны глинизации. Это приводит к тому, что при первичном вскрытии продуктивного пласта происходит интенсивное проникновение фильтрата бурового раствора далеко в продуктивный пласт и, вследствие постепенного набухания глинистого цемента коллектора, закупорка существенной доли поровых каналов.

3) Неравномерное чередование высокопроницаемых плохосцементированных песчаных пачек (2-20м), включения карбонатизированных и угольных пропластков. Существуют большие риски осыпания боковых стволов, которые влекут за собой прекращение работы участка коллектора или одного из стволов, а также увеличивается вынос механических примесей в ствол скважины. Данный фактор, вызывает снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта.

4) Просаженные пластовые давления, вызванные быстрым разбуриванием объекта и невозможностью поддерживать пластовое давление на одном уровне даже с хорошей системой ППД, не обводнив при этом продукцию.

2. Технологические проблемы в процессе строительства скважин и добычи нефти в осложненных геологических условиях.

Технологические особенности при добыче и строительстве скважин вносят большой вклад в выбор именно комбинированной колонны хвостовика, по следующим причинам:

1) Частые случаи негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК) в интервале динамического потока столба жидкости в скважине, вызванные воздействием агрессивной среды на тело трубы. Это в первую очередь обводненность добываемой продукции (около 80%), наличие CO₂ (до 2,93%), минерализация пластовой воды (около 16,25г/л) и механические примеси (около 0,273г/л). Как следствие – большое количество скважин подвергается повторному ЗБС, в связи с чем высота вырезки окна бокового ствола становится выше с каждым последующим разом. Происходит перекрытие планируемого расположения полки под компоновку ЭЦН.

2) Геологические цели направлены на вовлечение оставшихся запасов методом ЗБС другого пласта, находящегося значительно выше по вертикали, чем пласт, с которого на данной скважине производилась добыча. Например, разница между продуктивными горизонтами объектов Нижнехетской и Яковлевской свит составляют в среднем около 1000м, Данный факт не позволяет спустить компоновку ЭЦН в необходимый интервал. Очень сложные траектории с большими интенсивностями набора зенитного угла (4°/30м) приводит к тому, что при зарезке бокового ствола сохранить расположение полки ЭЦН на достаточной вертикали невозможно.

3) По причине низкого пластового давления, депрессии, создаваемой в призабойной зоне пласта, не достаточно, чтобы поднять динамический уровень жидкости до необходимой высоты (при этом учитывая, что уровень жидкости в затрубном пространстве должен располагаться выше входного модуля ЭЦН на 200-300м для нормализации работы погружного оборудования). Возникает необходимость спускать компоновку глубинного оборудования ниже по стволу.

3. МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 Модернизация технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти

Модернизацию технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири приведем на примере Вачимского месторождения. Вачимское нефтегазовое месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского округа Российской Федерации. В геологическом отношении месторождение расположено в Сургутском нефтегазоносном районе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и является сложнопостроенным, наиболее разведанным и богатым по запасам.

Разработкой месторождения занимается ПАО «Сургутнефтегаз».

В геологическом отношении территория представляет часть молодой эпигерцинской Западно-Сибирской плиты. Нижний структурно-тектонический этаж сложен кристаллическими породами фундамента, а верхний – отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. В тектоническом отношении месторождение представляет собой систему локальных поднятий.

Поставки грузов и оборудования осуществляются до г.Сургута железнодорожным и автомобильным транспортом. Дальнейшая транспортировка производится автомобильным транспортом по дорогам с бетонным покрытием. Источником энергоснабжения является Сургутская ГРЭС.

По геологическому строению Вачимское нефтегазовое месторождение является сложнопостроенным. Продуктивные пласты характеризуются невыдержанным как по площади, так и по разрезу строением, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами

Восточная часть месторождения осложнена многочисленными тектоническими нарушениями, приводящими к высокоамплитудным смещениям пластов от нескольких до десятков метров. Все продуктивные пласты в купольной части представлены газовой шапкой с промышленно значимыми запасами природного газа (рисунок 16).

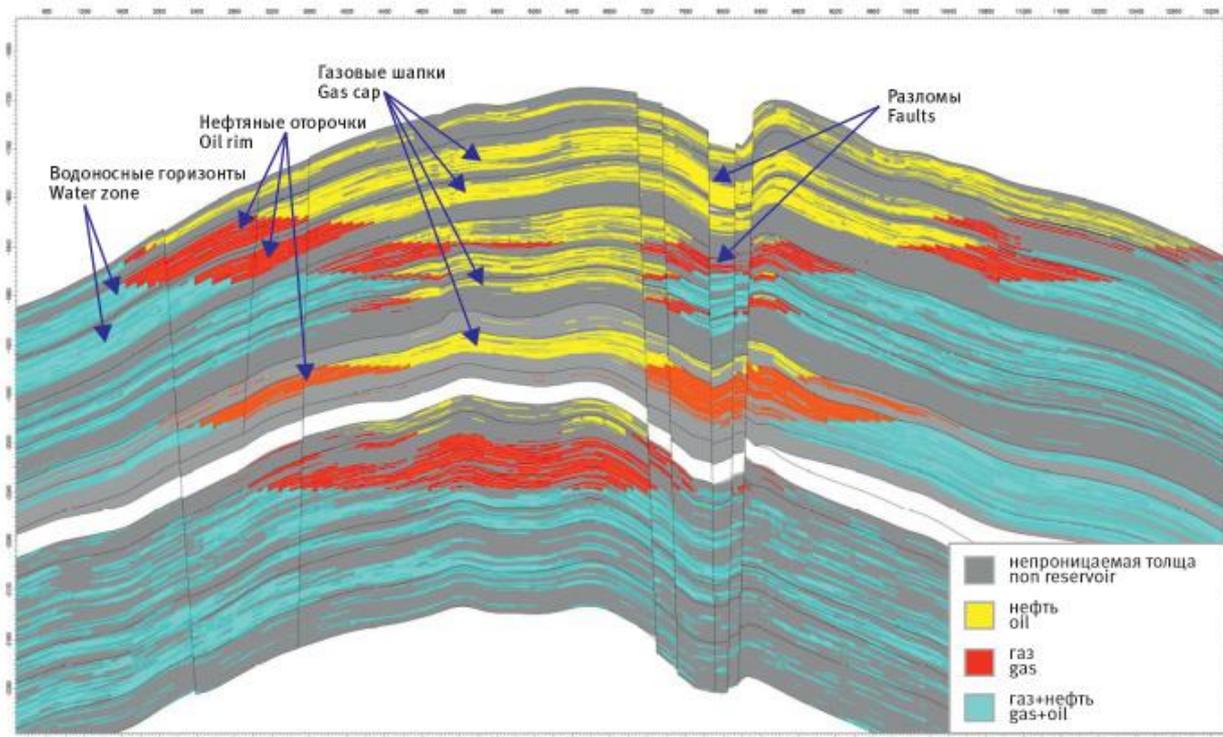


Рисунок 16 - Разрез поперек купольной структуры Вачимского месторождения

Основными объектами разработки нефтяной оторочки на старте проекта являлись продуктивные пласты с высокой проницаемостью 25-100 мД и с мощностью пласта до 35 м. Однако основная часть запасов месторождения сосредоточена в верхнеюрских отложениях пластов мощностью до 25 м с высокой изменчивостью геологического разреза, расчлененностью коллекторов и проницаемостью не более 5 мД, а также в маломощных нижнемеловых пластах мощностью до 5 м и проницаемостью 10-15 мД.

Разработка таких комплексных объектов требует новых подходов в бурении, освоении и разработке месторождения, поскольку тиражируемые решения нерентабельны в силу высокой стоимости технологий бурения,

которые не окупаются добычей нефти и газа в современных экономических реалиях.

Традиционная конструкция скважин Вачимского месторождения предполагает бурение скважин многоколонной конструкции со спуском эксплуатационной колонны в кровлю целевого продуктивного пласта и длиной горизонтального участка от 1 000 до 2 000 м.

Помимо строительства скважин традиционной конструкции накоплен существенный опыт бурения многозабойных скважин для увеличения зоны дренирования. На конец 2021 года завершено 75 МЗС уровня TAML-1 с наличием от двух до пяти обсаженных стволов в каждой скважине, при этом их стволы располагаются в рамках одного продуктивного пласта [30].

Учитывая неоднородность разреза и относительно высокие затраты на бурение скважин, вовлечение в работу малодебитных участков разных пластов путем строительства отдельных скважин для их разработки нерентабельно. Перед кросс-функциональной командой недропользователя стояла задача повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и поиска максимально эффективного решения с точки зрения капитальных затрат. После анализа существующих технологий в области строительства многоствольных скважин было сформировано заключение о нецелесообразности применения технологий уровня TAML 2-5 по причине их стоимости и поставлена задача: разработать собственное решение [2]. В итоге была разработана концептуальная схема заканчивания многоствольных скважин, использующих характеристики горной породы в интервале кровли пласта и комплекс набухающих пакеров для создания изолированного узла разветвления (рисунок 17).

При таком подходе первым этапом осуществляется посадка башмака эксплуатационной колонны в непроницаемый пропласток между двумя целевыми продуктивными пластами. Затем производится бурение первого ствола на верхний пласт с его последующим креплением фильтровым хвостовиком.

Конструкция хвостовика предусматривает наличие глухих труб, набухающего пакера и внутренней кассеты с маркерными лентами. «Голова» хвостовика представлена переводником с лево-правой резьбой, что обеспечивает надежность отделения от транспортной колонны при низких затратах.

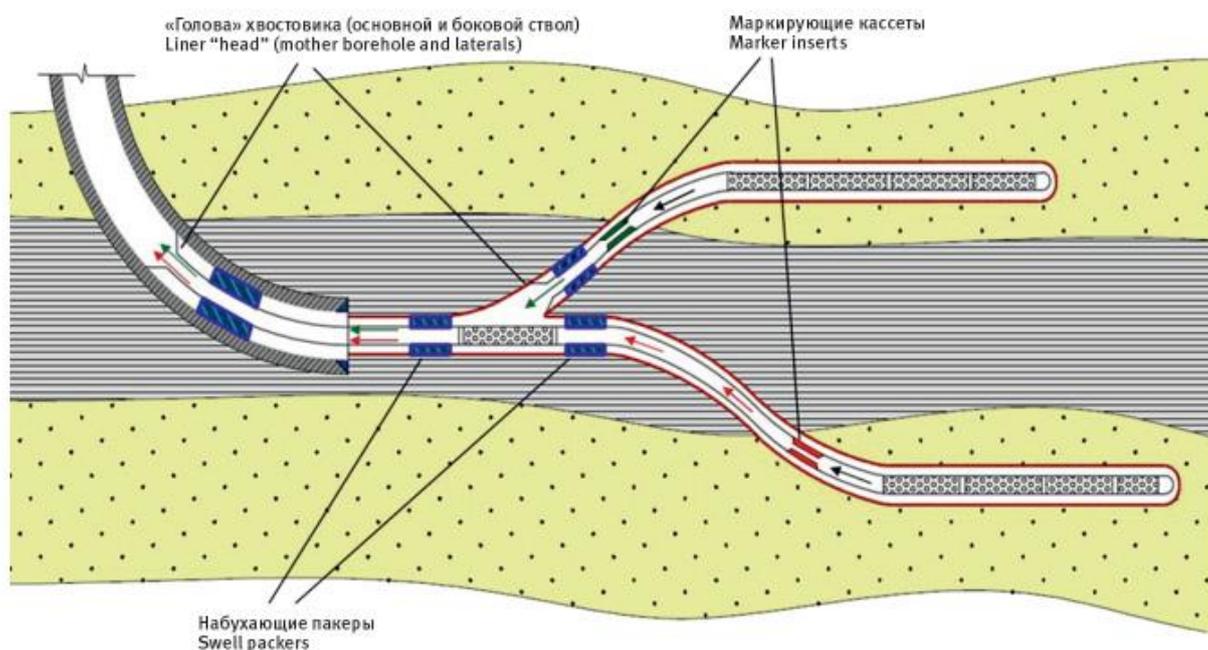


Рисунок 17 - Концептуальная схема заканчивания скважины по технологии TAML-1

Зарезка нового ствола в нижний пласт осуществляется компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) для последующего бурения без привлечения дополнительного оборудования методом наработки желоба. По достижении проектного забоя производится подъем КНБК и крепление ствола хвостовиком. Хвостовик представлен (снизу вверх) башмаком, фильтровыми трубами в интервале коллектора, глухими трубами в зоне перехода в непроницаемый пропласток, оснащенными внутренней кассетой с маркерными лентами. Интервал точки разветвления изолирован набухающими пакерами и представлен одиночной перфорированной трубой и глухими трубами со стандартной подвеской хвостовика в эксплуатационной колонне. Данная конструкция обеспечивает возможность управления притоком из каждого ствола отдельно (путем штуцирования и/или изоляции того или иного ствола).

В случае, когда скважина вскрывает более одного пласта, требуется проводить отдельный учет добычи по каждому объекту разработки в соответствии с законодательством.

В целях модернизации технологии TAML на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных методов промыслово-геофизических исследований не имеет ограничений при данной конструкции скважин и была успешно апробирована в условиях Вачимского месторождения в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа.

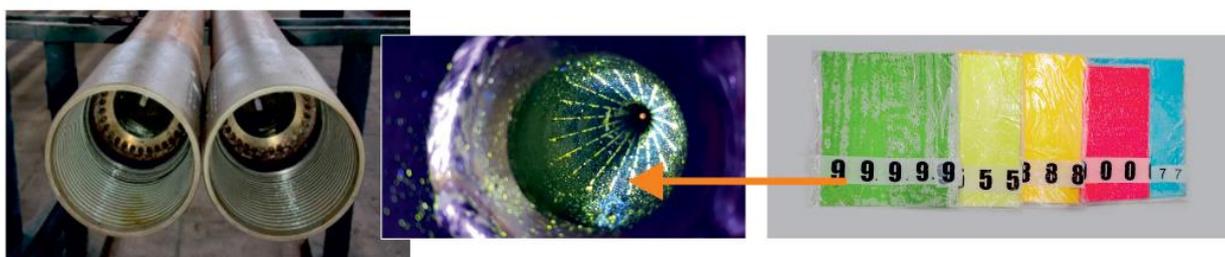


Рисунок 18 - Внутрискважинные кассеты с маркерными лентами

Технология маркерных исследований скважин без проведения внутрискважинных операций

Предлагаемая технология маркерных исследований скважин на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири основана на применении высокоточных индикаторов притока пластового флюида – квантовых маркер-репортеров. Композиционные материалы с маркерами интегрируются в специальные внутрискважинные кассеты, устанавливаемые в компоновку нижнего заканчивания многозабойной скважины (рисунок 18). Маркированный материал представляет собой пластичный композит – маркерные ленты, которые высвобождают индикаторы в пластовый флюид с устойчивой концентрацией и длительностью. Комбинация разных типов маркерных лент, олеофильных и гидрофильных, обеспечивает высвобождение маркеров исключительно в целевую фазу пластового флюида – соответственно, в нефть и

в воду. Для оценки работы каждого из стволов многозабойной скважины предусматривается индивидуальный код маркеров.

После завершения полевой операции по спуску хвостовиков с внутрискважинными маркерными кассетами в ходе дальнейшей эксплуатации скважины проводят исследования притока путем отбора проб пластовой жидкости с устья скважины и их анализа с применением аппаратно-программного комплекса методов проточной цитометрии. Данный метод основан на исследовании сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и позволяет с высокой точностью определить количественное распределение маркеров на нефть и на воду каждого кода. Срок жизни маркеров составляет десятки лет, а свойства материала и количество содержащихся в нем маркеров позволяют проводить мониторинг профилей притока в течение длительного срока – не менее 5 лет.

Данные динамического маркерного мониторинга добывающей скважины в совокупности с анализом истории работы объекта исследования и скважин ближайшего окружения позволяют разработать рекомендации по оптимизации процесса разработки сложных объектов.

Работы по динамическому маркерному мониторингу профиля и состава притока в двуствольной скважине Вачимского месторождения проводились с декабря 2020 г. по октябрь 2021 г. Горизонтальные стволы объекта исследования вскрывают тектонически экранированную ловушку, ограниченную двумя разломами, формирующими структуру в виде ступенчатого сброса (рисунок 19). Целевые пласты разделены непроницаемыми пропластками преимущественно глинистого состава, что позволяет разделить добычу по каждому стволу. Поскольку траектория нижнего горизонтального ствола проходит вблизи водонефтяного контакта, существуют риски роста обводненности скважины в процессе эксплуатации.

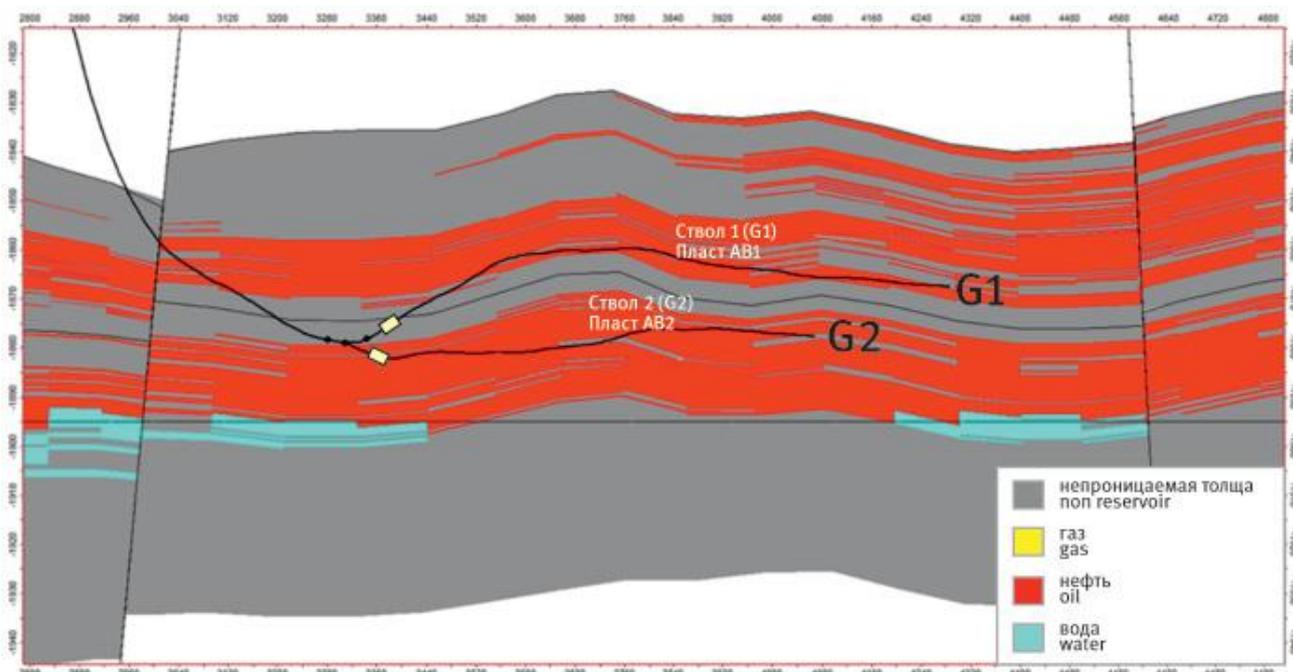


Рисунок 19 - Разрез исследуемой горизонтальной скважины по кубу насыщения

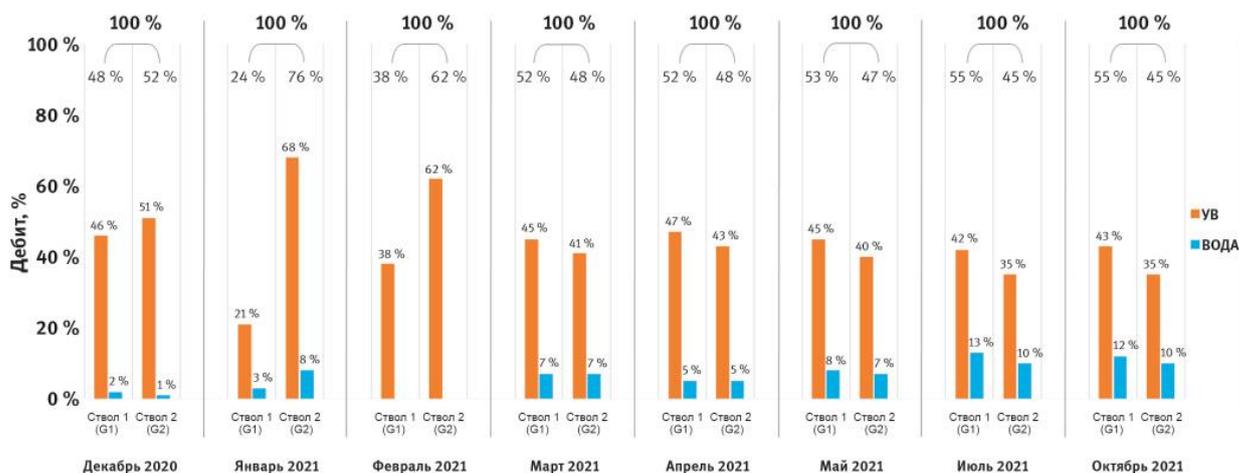


Рисунок 20 - Динамика работы стволов скважины №XXX1

За весь период мониторинга проведено 8 исследований, по результатам которых получено распределение работы стволов скважины за каждый период (рисунок 20).

По данным маркерного мониторинга и проведенного анализа геологических особенностей участка и имеющих на нем объектов формализованы следующие наблюдения. В первые три месяца мониторинга отмечается неравномерная работа стволов с преимущественным вкладом 2 горизонтального ствола, что связано с неустановившимся режимом фильтрации

флюида по объектам разработки. Начиная со следующего квартала прослеживается относительно равномерная выработка пластов с незначительным преобладанием вклада 1 горизонтального ствола, а также постепенное увеличение обводненности пластовой продукции в процессе эксплуатации скважины.

Площадь расположения исследуемой маркированной скважины № XXX1 включает множественные разломы. С востока от объекта исследования расположен

водонефтяной контакт – возможная система проводящих трещин могла способствовать образованию процесса фильтрации воды при снижении пластового давления в восточной части рассматриваемого участка, в том числе в области дренирования маркированной скважины.

При переходе от относительных величин (процентного распределения работы стволов) к абсолютным отметкам (кубическим метрам в сутки) видна тенденция к снижению энергетического состояния объектов разработки в процессе эксплуатации скважины (рисунок 21).



Рисунок 21 - Динамика работы стволов скважины в абсолютных значениях

По динамике работы в абсолютных значениях отмечается значительное расхождение в работе стволов скважины в первые месяцы эксплуатации: резкое падение дебита жидкости в январе 2021 года (проседание) в работе 1 ствола, вскрывающего пласт АВ1, свидетельствует о нестационарном характере процессов фильтрации в дренируемой зоне.

Динамика работы 2 горизонтального ствола, вскрывающего пласт АВ2, демонстрирует плавное снижение промыслового параметра, обусловленное наличием газонапорного режима, при котором основной энергией, продвигающей нефть, является напор газа газовой шапки. В данном случае нефть вытесняется под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в прикровельной части залежи. Высокая проницаемость пласта АВ2, в несколько раз превышающая проницаемость пласта АВ1, является благоприятным условием для наиболее эффективного проявления газонапорного режима.

Сложность эксплуатации скважин при таком режиме заключается в том, что прорывы газа приводят к неконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти, в связи с чем рекомендуется проводить непрерывный контроль за работой исследуемого объекта и скважин, расположенных вблизи газовой шапки.

Динамика изменения промысловых показателей (снижение дебита жидкости и забойного давления) указывает на явный эффект истощения в области дренирования скважины (рисунок 22).



Рисунок 22 - История работы маркированной скважины №XXX1

Данный вывод также подтверждается запускным давлением после длительной остановки скважины, которое по сравнению с начальным значительно уменьшилось.

Стремительное увеличение газового фактора с момента повторного запуска скважины после остановки характеризуется понижением уровня газонефтяного контакта. По мере уменьшения уровня контакта газ прорывается к скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности. В таком случае важно оптимизировать расход энергии расширения газа газовой шапки с целью рентабельной эксплуатации нефтяных скважин.

Резкое увеличение газового фактора также может быть связано с изменением режима работы залежи, а именно с переходом из газонапорного режима в режим растворенного газа, при котором нефть продавливается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. Естественная смена режимов работы залежи может быть обусловлена изменением равновесия в пласте, вызванного, в свою очередь, снижением забойного давления.

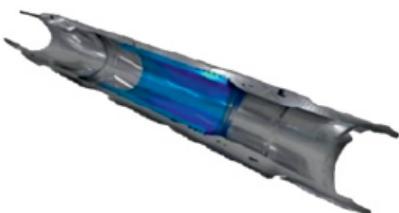
	Фильтр	Премиум-порт	4-позиционная МУП
			
	Труба обсадная		
	Фильтр	Премиум-порт	4-позиционная МУП
Необходимость активации	Нет	Опционально	Опционально
Требования к позиционированию в скважине	Мягкие	Строгие	Строгие
Стоимость	Низкая	Средняя	Средняя
Наличие	Да	Да	Нет
Количество положений открыто/закрыто	Одно	Два	Четыре (в том числе частичные)
Возможность перекрытия	Условно (с помощью «пластыря»/РИР)	Да, ключ на ГНКТ/КРС	Да, ключ на ГНКТ/КРС
Возможность поочередности эксплуатации стволов	Нет	Да	Да
Возможность управлять депрессией на доп. ствол	Нет	Нет	Да

Рисунок 23 - Элементы конструкции узла разветвления

Помимо распределения работы стволов исследуемой скважины для раздельного учета добычи из двух пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами, данные динамического маркерного мониторинга позволяют выполнять контроль показателей добычи без остановки работы скважины, а также сформировать рекомендации по ее оптимизации.

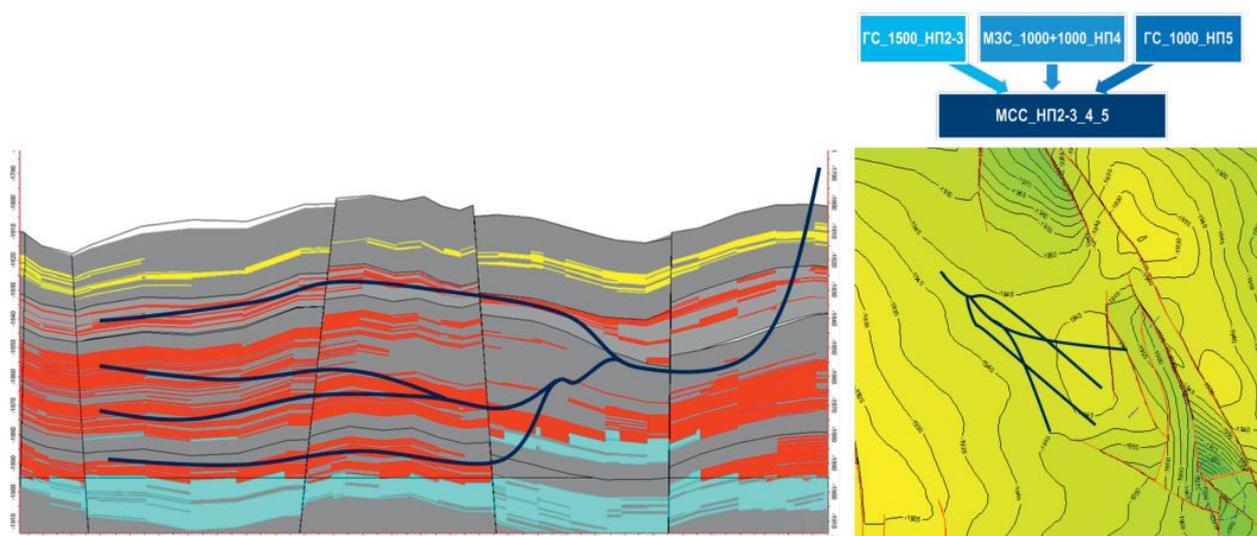


Рисунок 24 - Потенциал тиражирования технологии для многоствольных скважин (Вариант А)

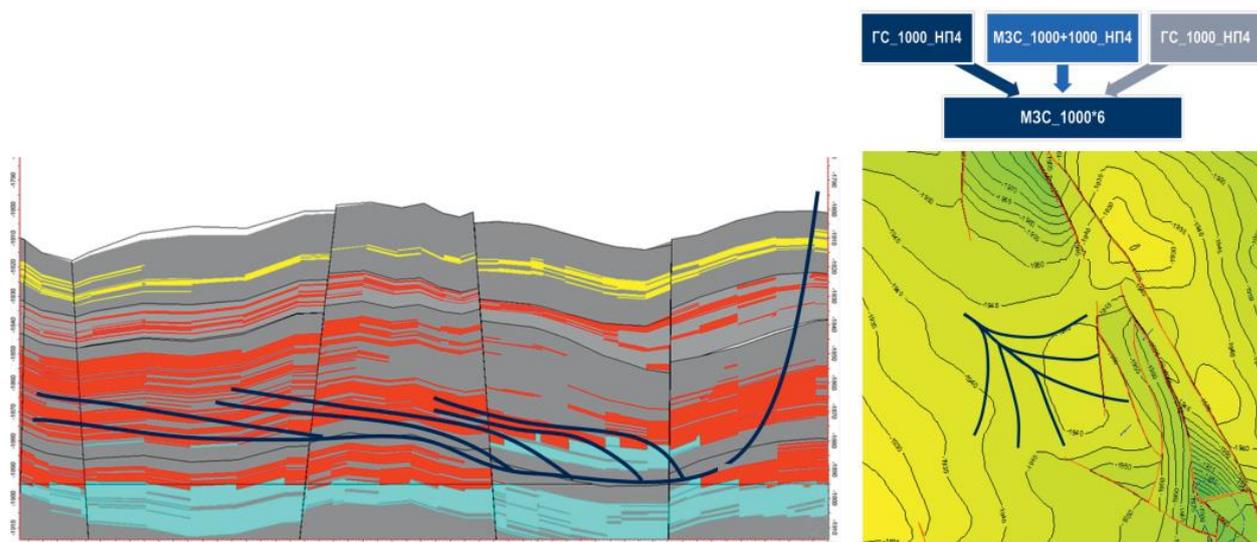


Рисунок 25 - Потенциал тиражирования технологии для многоствольных скважин (Вариант Б)

Для уменьшения обводненности пластовой продукции и снижения газового фактора рекомендовано рассмотреть возможность изменения режима работы исследуемой скважины № XXXI путем незначительного снижения депрессии, а также контролировать величину забойного давления для

исключения режима эксплуатации скважины при забойном давлении ниже давления насыщения.

Таким образом, рассматриваемая многоствольная скважина пробурена без превышения плановых сроков строительства, в соответствии с плановым профилем и закончена безаварийно. Общий дебит многоствольной скважины равен сумме дебитов двух отдельных скважин на те же цели. При этом сокращение капитальных затрат (CAPEX) и сроков строительства составило около 38 %, что позволяет судить о доказанной эффективности разработанного решения.

Конструкция узла разветвления обеспечивает возможность селективного отсечения как бокового (с помощью профильного перекрывателя), так и основного ствола (мостовая пробка) в случае прорыва нежелательного флюида. При этом существует возможность доработки конструкции точки разветвления за счет применения управляемой муфты взамен перфорированной трубы (рисунок 23). Применение управляемой муфты значительно расширяет возможности для тиражирования технологии как в части строительства многоствольных скважин с охватом до трех смежных пластов, так и многозабойных скважин на один продуктивный пласт за счет возможности управления добычей отдельных ответвлений (рисунок 24 – 25). В дополнение конструкция обеспечивает отдельный учет добычи по каждому пласту без остановки добычи. При этом затраты на регулярное проведение интерпретации проб с квантовыми маркерами компенсируются снижением эксплуатационных затрат на насосную установку и работу бригад ремонта скважин.

3.2 Общая характеристика систем многоствольного заканчивания скважин по технологии TAML

Существует международная классификация горизонтально-разветвленных скважин (ГРС) TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals), в соответствии с которой ГРС делятся на 6 уровней сложности. С

увеличением уровня сложности от TAML-1 к TAML-6 появляется механическая и гидравлическая целостность узла стыка.

В середине 1990-х годов многосторонние скважины получили широкое распространение во всем мире, поскольку инновационные технологии бурения и заканчивания скважин сделали строительство боковых стволов менее дорогостоящим и менее технически сложным. Многозабойная скважина состоит из более чем одной скважины, пробуренной из одной основной скважины и соединенной с ней. В некоторых коллекторах операторы могут использовать этот подход для улучшения добычи за счет доступа к многочисленным зонам добычи или за счет увеличения площади контакта между стволом скважины и пластом с минимальным увеличением затрат на бурение и завершение. Эти методы также снижают воздействие на окружающую среду буровых установок, особенно для наземных операций.

В таблице 1 представлена данная классификация с указанием основных конструктивных особенностей.

Консорциум – Technology Advancement of Multilaterals (TAML) – для разработки системы классификации скважин многозабойных скважин решил классифицировать скважины в соответствии с типом соединения, используемого для соединения основного ствола с боковыми и производимыми стандартами, которые были обозначены уровнями TAML 1-6. Порядок возрастания этих уровней отражает возрастающую механическую и напорную способность соединения. Как следствие, стоимость, сложность и риск также обычно увеличиваются на более высоких уровнях TAML. Однако другие конструкции скважины также влияют на общую сложность скважины – например, скважина уровня TAML 2 с усовершенствованным интеллектуальным завершением может быть более сложной и дорогостоящей, чем скважина уровня TAML 5 с более простой системой завершения.

Таблица 1 – Классификация горизонтально разветвленных скважин TAML

Наименование технологии	TAML1	TAML2	TAML3	TAML4	TAML5	TAML6
Добыча/закачка	Совместная	Совместная	Совместная	Совместная	Раздельная	Раздельная
Основной ствол (ОС)	Открытый	Обсаженный цементир.	Обсаженный цементир. (гермет.)	Обсаженный цементир. (гермет.)	Обсаженный цементир. (гермет.)	Гидравлическая изоляция достигается за счет конструкции обсадной колонны
Боковой ствол (БС)	Открытый	Открытый либо Обсаженный нецементир. фильтрами	Обсаженный нецементир. фильтрами (негермет.)	Обсаженный цементир. фильтрами (негермет.)	Обсаженный цементир. фильтрами (гермет.)	
Отклонитель «коннектор»	Нет	Нет	Да	Да	Да	

По первому уровню сложности в мире пробурено большое количество скважин. Отсутствует механическая и гидравлическая целостность узла стыка т.к. основной и боковой ствола не обсаживаются.

Система TAML-2 (рисунок 26) отличается от TAML-1 тем, что основной ствол обсажен и зацементирован. TAML-2 реализуется следующим образом: из основного ствола с применением клина-отклонителя вырезается окно, наработывается шурф, бурится боковой ствол, который может быть обсажен, но при этом отсутствует механическая и гидравлическая целостность узла стыка. Существует возможность доступа в основной ствол.

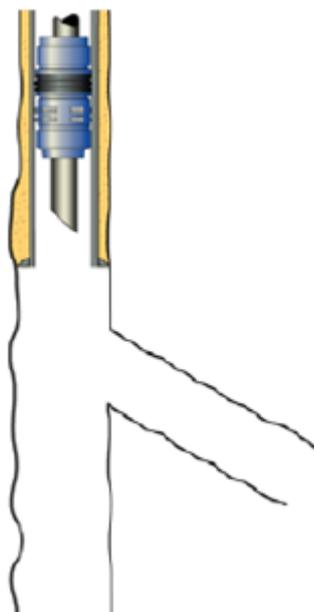


Рисунок 26- Система многоствольного заканчивания скважин TAML-1

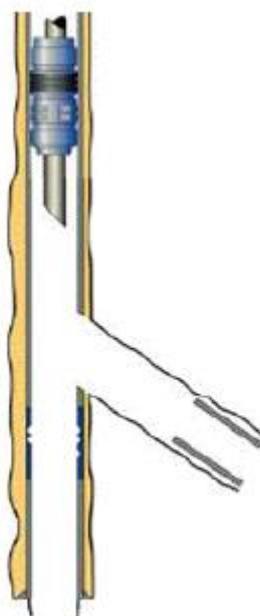


Рисунок 27- Система многоствольного заканчивания скважин TAML-2

Большее развитие получили системы TAML-3 (рисунок 28) и TAML-4 (рисунок 29) , в которых появляется механическая целостность сочленения и сопряжение между хвостовиком бокового ствола и обсадной колонной основного ствола посредством узла стыка. При 3 уровне сложности есть возможность доступа в оба ствола. Однако, гидравлическая целостность в месте

соединения отсутствует, поэтому необходимо выбирать интервал срезки без песко- и водопроявлений.

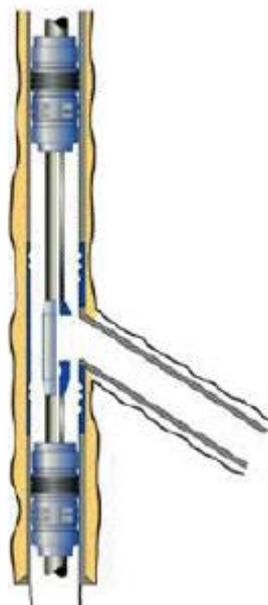


Рисунок 28 - Система многоствольного заканчивания скважин TAML-3

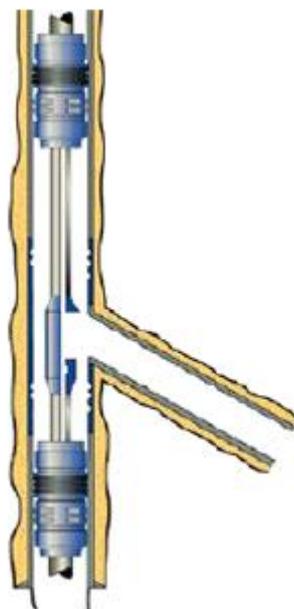


Рисунок 29 - Система многоствольного заканчивания скважин TAML-4

При TAML-4 обсаживаются и цементируются оба ствола. Гидравлической целостности в месте соединения нет, т.к. цементирование не является надежным средством гидроизоляции. При этом есть возможность доступа в оба ствола и реализации технологии в слабощементированных породах.

Гидравлическая и механическая целостность в зоне соединения стволов появляется в системе ТАМЛ-5 (рисунок 30). При этом закачка или добыча из стволов осуществляется отдельно.

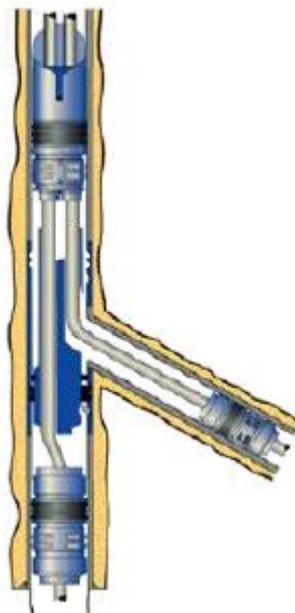


Рисунок 30 - Система многоствольного заканчивания скважин ТАМЛ-5

По 6 уровню сложности (рисунок 31) , на данный момент, в мире было построено не более 20 скважин, т.к. реализация ТАМЛ-6 является достаточно затратным и трудоемким технологическим решением.

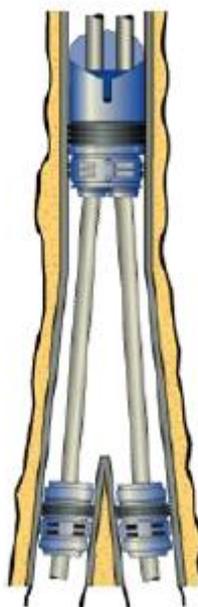


Рисунок 31 - Система многоствольного заканчивания скважин ТАМЛ-6

Наибольший интерес вызывают технологии TAML по 3 и 4 уровню сложности.

Исследование систем многоствольного заканчивания скважин позволяет заключить, что:

TAML 1: Основной ствол, боковая часть и стык скважины уровня TAML 1 не обсажены. Данная базовая скважина предназначена для повышения дренажа коллектора из консолидированных пластов. Его преимуществом является низкая стоимость бурения и завершения работ, но соединение открытых скважин делает невозможным вход в боковой ствол скважины и контроль потока из бокового ствола.

TAML 2: Скважины с обсаженными и цементированными основными скважинами и боковыми отверстиями открытых скважин обозначаются уровнем TAML 2. Цементированный основной ствол значительно снижает риск обрушения ствола скважины и обеспечивает изоляцию между боковыми стволами. Размещая скользящие втулки и пакеры в главном стволе, операторы могут производить скважины поодиночке или смешивать добычу.

TAML 3: Размещение вкладыша в боковом и механическое соединение его с обсаженным и цементированным основным стволом приводит к скважине уровня TAML 3. Обсадная колонна – это колонна обсадных труб, которая не выходит на поверхность, а закреплена или подвешена внутри ранее запущенной обсадной колонны. Эта скважина уровня TAML 3 включает в себя боковую часть, которая обсажена, но не цементирована на стыке. Это относительно недорогой вариант, который включает в себя возможности повторного входа и боковую поддержку, которая лучше поддерживается, чем у уровней 1 и 2. Используя скользящие втулки и пакерные пробки, операторы могут производить скважины поодиночке или смешивать добычу. Соединение уровня TAML 3 не обеспечивает гидравлическую изоляцию, и его использование ограничено консолидированными пластами.

TAML 4: Соединения уровня TAML 4 применимы как в консолидированных, так и в неконсолидированных пластах, поскольку боковая

и основная скважины обсажены и цементированы на стыке. Соединение обеспечивает полный доступ ствола к боковому, а механическая поддержка обеспечивается трубами и цементом. Однако, поскольку цемент может выдерживать только ограниченный перепад давления, соединение не обеспечивает гидравлической изоляции.

TAML 5: Скважины уровня TAML 5 обеспечивают гидравлическую изоляцию на стыке, поскольку целостность давления обеспечивается завершением, которое включает эксплуатационные трубы, соединяющие пакер в главном стволе скважины над стыком и пакер в боковом стволе скважины. Поскольку гидравлическая изоляция и поддержка обеспечиваются оборудованием завершения, соединение может быть уровнем TAML 2, 3 или 4 до установки завершения уровня 5.

TAML 6: Скважины уровня TAML 6 также обеспечивают гидравлическую изоляцию на стыке. Скважина на этом уровне отличается от скважины уровня TAML 5 тем, что целостность давления обеспечивается основной обсадной колонной скважины и цементированным или нецементированным вкладышем в боковой части. Стоимость и сложность создания двухскважинного соединения обсадных труб с одним металлическим элементом помешали разработке скважин уровня TAML 6. На сегодняшний день эта категория существует в результате ранних экспериментов.

Геометрия многозабойных скважин определяется целями добычи, их относительными глубинами и боковыми экстендами. Боковые стороны могут находиться в одной и той же горизонтальной плоскости на одной и той же истинной вертикальной глубине или они могут находиться в одной и той же вертикальной плоскости и следовать в одном и том же направлении, но на разных глубинах. В рамках этих двух основных категорий может быть создано почти бесконечное число комбинаций, которые могут охватывать несколько зон или простираются в различных направлениях в пределах одного пласта.

Поскольку многозабойные скважины с более высокими обозначениями TAML, как правило, более сложны, они более дорогостоящие, а их

конфигурации более гибкие. Инженеры выбирают узел уровня TAML, основываясь в первую очередь на характеристиках пласта, затратах и функциях.

Наиболее часто многозабойных скважин применяются на месторождениях, требующих контроля песка, и на месторождениях с тяжелой нефтью. В случае контроля песка причиной часто является управление слотами на морских платформах. Из одной обсадной колонны можно получить доступ к большому количеству пластов. Относительно более дешевые методы контроля песка для многозабойных скважин включают щелевые вкладыши или автономные грохоты, которые действуют как фильтры для предотвращения попадания пластового песка в ствол скважины. Обычно это скважины 5-го уровня.

При добычи тяжелой нефти цель состоит в том, чтобы получить доступ к большому количеству пластов из одной материнской скважины. Объем коллектора, доступ к которому осуществляется из одной поверхностной обсадной колонны, может достигать 100 000 футов [30 480 м]. Обычно это скважины уровня 1, 2 или 3.

Как и многим скважинам, многозабойным скважинам может потребоваться некоторая форма искусственного подъема для дополнения энергии пласта, чтобы вывести добытые жидкости на поверхность. Поскольку большинство соединений не содержат уплотнений давления по всему кольцевому пространству, боковые соединения редко являются хорошими кандидатами для нагнетательных скважин, работающих при повышенных давлениях. Насосные системы применяются, когда пластовая жидкость добывается естественным путем на глубину, которая находится выше места соединения и достаточно мелкая, чтобы насос мог поднимать экономичные объемы жидкостей на поверхность.

Многозабойные скважины подходят для морских и подводных операций. Морские платформы часто имеют ограниченные щели; они предназначены для размещения конечного числа обсадных колонн и устьев скважин на

поверхности. Если оператор обнаружит необходимость в большем количестве скважин, чем предусмотрено в первоначальном проекте платформы, во время ранней разработки месторождения установка боковых ответвлений от существующего основного ствола значительно дешевле, чем добавление другой платформы. Необходимость планирования и выполнения работ по закупке и заброске магистральных стволов, а затем выполнение неглубоких боковых стволов приводит к сложным и сложным траекториям скважин из мертвых или истощенных скважин, которые не оптимально расположены для достижения намеченной цели. Модернизация оптимально расположенных добывающих скважин для достижения и добычи из намеченной цели значительно быстрее и дешевле благодаря повторному использованию обсадной колонны и цемента, что сокращает материальные затраты и время установки. Для морских месторождений с использованием подводных систем добычи приобретение и установка дополнительной подводной инфраструктуры для достижения различных или вновь открытых целей коллектора с использованием добывающих скважин путем установки боковых ответвлений от существующего основного ствола значительно сокращает время и затраты на доступ к этим аккреционным ресурсам. Капитальные и эксплуатационные расходы морских операций таковы, что стоимость многозабойных скважин и соединений с интеллектуальным завершением невелики по сравнению с учетом полной стоимости приобретения и установки инфраструктуры системы добычи на месторождении.

Во многих районах смешанная добыча, в которой пластовые флюиды из отдельных зон смешиваются в скважине и могут вытекать единым потоком на поверхность, не допускается или невозможна из-за разницы давлений между зонами. Только соединения TAML уровня 5 или уровня 6 обеспечивают целостность давления, необходимую для предотвращения смешения потока из бокового и основного ствола; соединения TAML уровней 2-6 могут использоваться, если скважина включает двойное верхнее завершение для разделения потоков потока. Альтернативно, интеллектуальное завершение и

управление добычей в рамках систем контроля боковых или магистральных стволов могут также использоваться для управления добычей и восстановлением пласта.

Переходы могут выйти из строя вследствие высокого давления просадки, и инженеры должны понимать масштаб этих давлений при выборе перехода. Поскольку давление на просадку оказывается непосредственно на пласт в узлах уровней TAML 1, 2 и 3 и на цементную оболочку в узлах уровня TAML 4, эти соединения следует использовать только в условиях низкой просадки. Однако важно отметить, что не все конструкции соединений TAML уровня 4 одинаковы. Некоторые из них имеют неметаллические соединения, поддерживающие как боковое, так и основное отверстие, создавая поддержку для цемента и обеспечивая гораздо более прочное общее соединение. Другие типы удаляют металл в фазе создания соединения и не обеспечивают поддержки цемента и приводят к более слабому общему соединению. Соединения уровней TAML 5 и 6 отделены от пласта механически и гидравлически и могут выдерживать значительное давление просадки. Специально разработанные многоступенчатые многосторонние системы стимуляции разрешите стимуляцию давления без требования соединения уровня TAML 5. Эти системы временно изолируют соединение во время работы под высоким давлением, позволяя использовать соединение TAML уровня 2, 3 или 4 без дополнительной стоимости и сложности соединения TAML уровня 5 высокого давления.

Возможность повторного входа в боковую скважину для операций вмешательства в скважину является еще одним соображением при проектировании многозабойных скважин. Поскольку это направленное бурение секция, не имеющая стыка, нижняя боковая почти всегда легко доступна с использованием стандартных методов вмешательства. Операторы должны принять экономическое решение на этапе планирования скважины, чтобы включить узлы, которые позволяют боковой доступ после вытягивания верхнего завершения, доступ через насосно-компрессорные трубы, узлы,

которые могут быть приняты для обеспечения доступа после установки, или узлы, через которые невозможно получить доступ к основному стволу, боковому или обоим. Если скважина включает более одного бокового ствола, необходимо рассмотреть возможность селективного доступа через насосно-компрессорную трубу.

Решение о разворачивании боковых переходов, обеспечивающих полный или ограниченный доступ, зависит от общей конструкции скважины. Инженеры обычно выбирают полноствольный доступ, если пакер должен быть размещен ниже стыка или если система искусственного подъема должна быть расположена вблизи нижнего бокового. Кроме того, основываясь на своих знаниях о пласте, операторам может потребоваться полный доступ к стволу для выполнения перфорации, стимуляции, каротажа, отключение воды, гравийная насадка, очистка и другие ремонтные работы. Полноствольный доступ может быть адаптирован ко всем соединениям уровня TAML, но должен быть указан перед установкой; некоторые коммерчески доступные соединения не допускают доступа или ограничивают доступ только к боковому или основному отверстию и не могут быть адаптированы после установки.

Решение об использовании системы и ее тип являются результатом анализа затрат и выгод. В целом, менее сложные соединения предоставляют операторам более низкие риски и затраты. Но снижение рисков и экономия затрат должны быть сбалансированы с ожиданиями отдельных скважин и разработки месторождения. В коллекторах с низкой стоимостью простая боковая открытая скважина, которая не имеет возможности повторного входа, может увеличить конечную добычу или ускорить добычу, оказывая незначительное влияние на общие затраты на бурение и завершение. В глубоководных месторождениях с высокой стоимостью установка гидравлически герметичного соединения TAML уровня 5 или 6 может привести к тому, что общая стоимость скважины достигнет миллионов рублей и все еще будет хорошей инвестицией, поскольку она может сэкономить на бурении другой скважины со сложной и извилистой траекторией.

3.3 Анализ существующих методик по зарезке бокового ствола скважин для различных скважин уровня заканчивания TAML

По экспертной оценке компании ADL Completions, в России ежегодно бурится более 7000 скважин и проводится около 4000 забуриваний бокового ствола (ЗБС). В первую очередь такая необходимость в ЗБС связана с экономической эффективностью данного метода (строительство бокового ствола уровня TAML-1 увеличивает стоимость всей скважины на 5-10 %, при этом в среднем дебит скважины увеличивается на 30-50%)

Увеличение интереса компаний к скважинам со сложным заканчиванием является следствием тенденции роста бурения в России. Такие скважины позволяют добиться больших успехов в проектах на шельфе, а также в залежах с ачимовскими отложениями, нефтяными оторочками, баженовской свитой [1]. Помимо этого, с помощью бурения боковых стволов возможна реанимация части фонда действующих скважин в России, превышающего 40 000.

По статистике на 2017 год, на российском рынке ЗБС крупнейшими заказчиками стали ПАО НК «Роснефть» (1276 операций, что составляет 36% от суммарного объема ЗБС), ПАО «Сургутнефтегаз» (15%) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (6%) [2].

В связи с истощением зрелых месторождений, а также ростом спроса на бурение боковых стволов на новых скважинах, по прогнозам экспертов к 2030 году можно ожидать увеличение рынка ЗБС на 82% (до 6495 единиц).

Забуривание боковых стволов не является хаотичной и случайной операцией. Существует конкретная классификация по уровням заканчивания многоствольных скважин, которую предложила некоммерческая организация Technology Advancement for Multi-Laterals. Данная классификация является общепризнанной и используется по всему миру.

От уровня заканчивания многоствольной скважины зависит конструкция сочленения между основным (материнским) и боковым стволом, в-первую очередь, выбор уровня обосновывается геологическими условиями бурения, во-вторую экономическими факторами.

В отечественной практике наибольшее распространение получили скважины уровня TAML 1,2,3 ввиду их низкой стоимости и легкости выполнения работ. Основными объектами стали скважины на Восточно-Мессояхском и Вачимском месторождениях, имеющих сложные геологические условия для бурения горизонтальных скважин.

Основным вектором развития многоствольных скважин в России является, создание собственных технологий по заканчиванию скважин, так как на данный момент на большинстве скважин используются зарубежные технологии компаний Shlumberger (RapidX), Halliburton (LRW, LRW-SL) и Weatherford (LS-X, StarBurst, TT-360, QuickCut). Однако, несмотря на качество исполнения и надежность использования, высокая стоимость не позволяет применять их повсеместно.

Одним из наиболее примечательных примеров систем заканчивания нового поколения, соответствующих 5 уровню TAML, является технология RapidX. Система отличается уплотнением особой конструкции с речным фиксатором, обеспечивающим герметичность соединения в соответствии с самыми строгими в отрасли требованиями к герметичным соединениям 5 уровня. Высокая точность ориентирования отклонителя делает эту технологию лидером на мировом рынке.

Это связано с тем, что успех последующих этапов и всего метода в целом определяет ориентация бурового инструмента при забурировании боковых стволов, одна из основных операций. Однако ориентация клина отклонителя является проблемой, которая может привести к неудаче и дальнейшим осложнениям при ЗБС.

Прежде всего, параметр Gravity Tool Face (GTF), используемый для измерения направления действия отклонителя (НДО) в наклонных (или горизонтальных) скважинах, теряет физический смысл в вертикальных скважинах. То есть не годится для управления траекторией. В подобных условиях НДО измеряется относительно сторон света, т.е. определяется азимут НДО. Также не пригоден распространенный метод измерения азимута

относительно направления магнитного поля Земли (как в обычном компасе), так как стальная обсадная колонна экранирует и сильно искажает магнитное поле. В таком случае измерение азимута НДО должно производиться гироскопическим инклинометром, то есть без участия магнитного поля Земли.

Так же искажение магнитного поля Земли, вносимое обсадной колонной, влияет не только на измерения магнитного азимута НДО при установке клина-отклонителя, но и на показания MWD-системы. Данная система обеспечивает контроль траектории при забурировании бокового ствола скважины. Недостовверная измерительная информация о направлении бурения при ЗБС из обсадных колонн вертикальных скважин часто является основной причиной недопустимого отклонения траектории бокового ствола от проектной.

Таким образом, несмотря на существование множества технологий, проблема ориентации отклонителя остается актуальной и на сегодняшний день. На российском рынке указанная проблема является еще более острой, так как у отечественных компаний в принципе не развито производство систем ЗБС и заканчивания скважин. Однако, несмотря на недостаток технологий на сегодняшний день, их разработка является основным вектором развития, так как данный метод позволит получить не только дополнительную ресурсную, но и финансовую выгоду.

3.4 Описание и обоснование концепции компоновки заканчивания комбинированной колонной хвостовика

Ввиду НЭК, повторных ЗБС, сложной траектории ствола с большими интенсивностями набора ЗУ 4/30м, происходит перекрытие планируемой полки под УЭЦН. Низкие депрессии приводят к недостаточному динамическому уровню жидкости. Данные факторы ведут к необходимости спуска УЭЦН глубже по стволу, и, следовательно, осуществить намеченные цели на добычу можно использованием ЗБС, либо бурение скважины по новой траектории, что отсекается по причине высокой стоимости. Падение добычи и обводненность более 90% ведет к переводу скважины в бездействующий фонд, либо к ее

восстановлению методом осуществить ЗБС. ЗБС возможно либо с использованием колонны 114мм и спуска УЭЦН габарита 2А, что является крайне ненадежным методом с низкой производительностью (до 160м³/сут). Следовательно, наиболее приоритетным вариантом является комбинированная колонна 127/114мм с использованием УЭЦН 4 габарита.

Концепция компоновки хвостовика 127/114мм обеспечивает выполнение всех условий для добычи углеводородов с продуктивного пласта, учитывая особенности геологии месторождения и технологии строительства скважин. Комбинированная колонна позволяет практически при любом расположении «окна» произвести подъем жидкости до необходимого уровня, так как УЭЦН погружается в интервал обсадных труб хвостовика диаметром 127мм. Принято использовать УЭЦН 4 габарита, который, хоть и дороже насосов больших размеров, намного маневренней при спуске и при размещении, что необходимо в данном случае.

Комбинированная колонна хвостовика 127/114мм (рисунок 32) является потайной и устанавливается внахлест минимум 150м с эксплуатационной колонной с помощью цементируемой подвески (ПХГМЦ).

Представляет собой компоновку, состоящую из: 1) пакер-подвески хвостовика гидромеханической цементируемой (ПХГМЦ) в совокупности с пакером гидравлическим для манжетного цементирования (ПГМЦ) – служит для крепления хвостовика, герметизации пространства между хвостовиком и эксплуатационной колонной, и для предотвращения межколонных перетоков ; 3) нефтеводонабухающих заколонных пакеров-эластомеров (ПЗНВ-114) – предназначенных для сегментации/изоляции отдельных участков ствола скважины, а также для ограничения прорыва воды или газа в трубное пространство, создав «глухую зону» из глухих труб и двух пакеров; 4) глухих обсадных труб (ОТТМ диаметром 127мм и 114мм) – в данной компоновке интервал труб диаметром 127мм предназначен для размещения УЭЦН 4 габарита, а трубы 114мм располагаются в непродуктивной (или водоносной) части целевого пласта; 5) скважинных фильтров (ФОК/ФСПЦ 114 мм) –

предназначенных для фильтрации пластового флюида от выноса песка и других механических примесей.

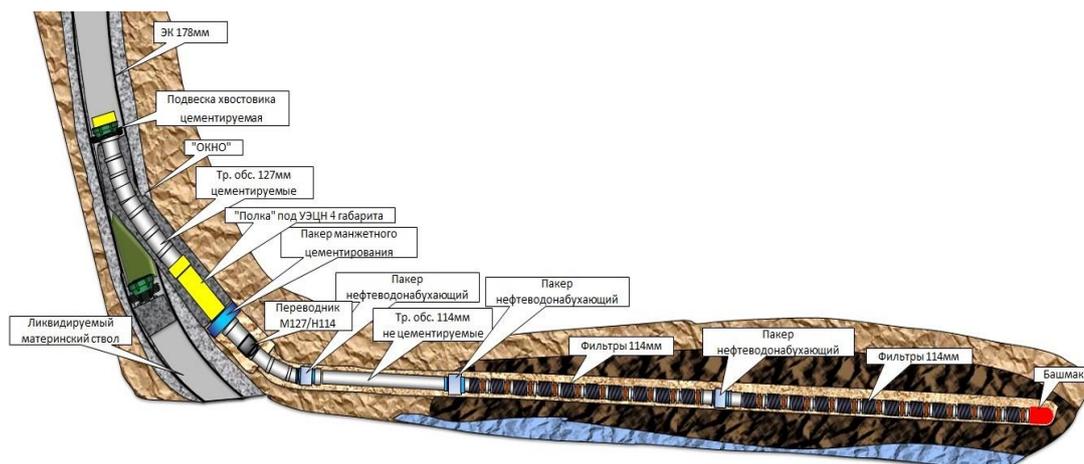


Рисунок 32 – Изображение комбинированной колонны хвостовика 127/114мм в стволе скважины

Строительство скважины под данный тип заканчивания и дальнейшее освоение проходит по следующим этапам, с определенными особенностями: 1) ликвидация материнского ствола; 2) вырезка технологического "окна" 3м; 3) бурение бокового ствола под 127мм часть хвостовика производится с роторно-управляемой системой (РУС) и гидравлическим расширителем *Rhino XS5625 Smith 165,1мм* (Рисунок 33), лопатки которого активируются перепадом давления потока промывочной жидкости; 4) подъем КНБК для исключения расширителя и спуск; 5) бурение БС в интервале 114мм части хвостовика производится долотом Ø155,6мм по стандартной технологии ЗБС; 6) спуск комбинированной колонны, цементирование и ОЗЦ.

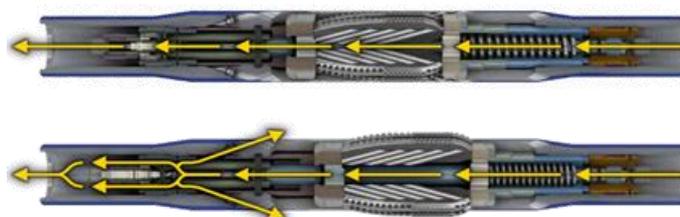


Рисунок 33 – Разрез расширителя Rhino XS5625 Smith 165,1мм

После освоения такой скважины с данными диаметрами обсадных колонн принято использовать УЭЦН 4 габарита, которые могут применяться в скважинах с техническими ограничениями (пластыри, смещение колонны

НКТ), в горизонтальных скважинах с углом отклонения от вертикали 90°, в скважинах с интенсивностью набора кривизны 6° на 30м при спуске. Для нормализации операции спуска компоновки ЭЦН в интервал глухих труб диаметром 127мм бокового ствола добавляется центратор, а для защиты кабельного удлинителя при СПО в боковом стволе – специальные протекторы. Установки работают с подачей от 40 до 350м³/сут.

Были проведены опытно-промышленные испытания в скважине поле ЗБС, обсаженной колонной хвостовика 114мм со спуском в боковой ствол УЭЦН габарита 2А, но такие насосы в непосредственных условиях проявили себя не надежно и приходили в негодность за месяц эксплуатации, имели низкие показатели КПД 43% и проходную способность не более 100м³/сут.

Без учета показателя надежности, были взяты в сравнение уровни накопленной добычи с одинаковым темпом обводненности по двум технологиям, примененным на одной скважине: 1) стандартный ЗБС с хвостовиком 114мм и УЭЦН 2А; 2) ЗБС с комбинированной колонной 124/114мм и УЭЦН 4. Приведенные в таблице 2 значения подтверждают высокую эффективность рассматриваемой технологии, превышая стандартный ЗБС с УЭЦН габарита 2А в 3,5 раза.

Таблица 2- Сравнительный прогноз годового накопленного уровня добычи двух технологий

Показатель	Технология	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Накопленная добыча нефти за год, тыс.т/год	Стандартный ЗБС и УЭЦН 2А габарита	14,6	27,4	38,4	48,3	57,4	65,4
	ЗБС с комб. колонной хвостовика 127/114мм и УЭЦН 4	36,3	68,2	95,6	120,2	143	163,1

Опыт применения технологии крепления ЗБС комбинированной колонной хвостовика 127/114мм подтверждает рентабельность текущими показателями добычи: испытываемые скважины №1 и №2 за трехмесячный период работают стабильно с дебитом нефти 200т/сут и 240т/сут соответственно.

Проведенный анализ позволяет дать рекомендации по внедрению технологии на месторождениях со схожими геолого-техническими условиями,

что основано на эффективных результатах опытно-промышленных испытаний, учитывая экономическую целесообразность, конструктивную простоту, а также широкую область возможности применения.[31]

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Фетисову Дмитрий Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска 2. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Амортизационные отчисления по спец.технике 2. Отчисления на социальные нужды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ.
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности научного исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
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	Гасанов Маггерам Али оглы	д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фетисов Дмитрий Сергеевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В представленной работе рассмотрены технологические особенности применения технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти. Данная технология внедряется на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири и позволяет максимизировать добычу, при бурении добывающих, а также увеличить точки нагнетания, при бурении нагнетательных скважин, что в свою очередь позволяет улучшить разработку месторождения и увеличить эффективность экономики предприятия.

По сравнению со стандартными способами ЗБС, при применении ТАМЛ происходит увеличение капитальных затрат, которое нивелируется дополнительной добычей от бокового ствола, включенного в работу совместно с материнским стволом.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители технологии

Потенциальными потребителями технологии выступают в сегментировании следующие технологии: ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти, улучшение свойств цементного камня при резке и технология бесклиновой резки бокового ствола. Сегментирование рынка произведем на примере организаций ООО «РусГазБурение» и ООО «Буровая компания «Евразия» по двум основным критериям: технологии бурения скважин в осложненных условиях и размерам организаций. ООО «РусГазБурение» – это

инновационная и технологичная компания, выполняющие работы, связанные с бурением, освоением, ГРП и обустройством нефтяных и газовых скважин как на суше, так и на море. ООО

«Буровая компания «Евразия» - это крупнейшая буровая компания России по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин всех назначений. Она обладает мощной корпоративной производственной базой, высоким потенциалом производственных мощностей, позволяющими предприятию с успехом решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин. Обе компании имеют охват крупного рынка по Западно-Сибирскому региону и доля влияния данных предприятий в целом составляют порядка 20- 25%. ООО «Буровая компания «Евразия» является крупной по размеру компаний, а ООО «РусГазБурение» – мелкой. Карта сегментирования приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Карта сегментирования рынка

		Технологии резки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири		
		применение технологии TAML	улучшение свойств цементного камня при резке	технология бесклиновой резки бокового ствола
Размер компании	Мелкие			
	Средние			
	Крупные			



спрос отсутствует



спрос есть

Таким образом, на основе анализа карты сегментирования, можно сделать вывод, что ООО «Буровая компания «Евразия» в рамках данной работы является первой организацией, кто использовал технологию применения технологии TAML в промышленных масштабах и имеет больше опыта применения данной технологии, которая эффективна в осложненных условиях, особенно в аномальных пластовых условиях.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В данном разделе анализ конкурентных технологических решений необходимо производить с использованием оценочной карты. Построим оценочную карту для возможных способов применения ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти.

В данном разделе рассмотрим три варианта исполнения, которые наиболее часто применяются в настоящее время:

Вариант №1 – применение технологии ТАМЛ;

Вариант №2 – улучшение свойств цементного камня при зарезке;

Вариант №3 – технология бесклиновой зарезки бокового ствола.

В данном проекте применен вариант 1 (применение технологии ТАМЛ). Необходимо определить его преимущество по сравнению с вариантами 2 и 3.

Результаты экспертной оценки представлены в таблице 4.

Веса показателей, устанавливаемые экспертным путем, в результате равняются 1. Позиции по каждому показателю определяются экспертным путем по пятибалльной шкале, в соответствии с которой, 1- самая слабая позиция, а 5- самая сильная.

Пример оценки конкурентноспособности приведем для первого варианта:
 $K_{к1}\Sigma = \Sigma B \cdot B = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,05 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,05 \cdot 5 + 0,07 \cdot 5 + 0,08 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,42,$

где В – вес показателя (в долях единицы);

Б – балл показателя;

К – конкурентоспособность решения.

Таблица 4 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентность		
		Бк1	Бк2	Бк3	Кк1	Кк2	Кк3
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,2	5	4	5	1	0,8	0,8
2. Безопасность обслуживания	0,2	4	5	5	0,8	1	1
3. Удобство эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,6	0,7

4. Простота монтажа	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Стоимость оборудования	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
2. Затраты на установку	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
3. Затраты на обслуживание и ремонт	0,07	5	4	4	0,35	0,28	0,28
4. Затраты от потерь реагентов	0,08	4	4	4	0,32	0,32	0,32
5. Сроки эксплуатации	0,15	4	4	4	0,6	0,6	0,6
Итого	1	40	37	38	4,42	4,35	4,35

Как видно из результатов оценки конкурентноспособности трех вариантов наиболее ресурсоэффективным является вариант №1 (применение технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти).

Основной недостаток вариантов №2 и №3 – низкая надежность. В данном случае, на применение схемы варианта №1 достаточно, так как она обеспечивает высокую надежность и простоту в обслуживании.

По результату анализа конкурентных технических решений вариант, примененный в настоящем проекте оправдывает свое применение.

4.1.2. SWOT-анализ

В предыдущей части мы выяснили, что применение технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири является наиболее подходящей технологией в процессе извлечения остаточных запасов нефти. Проведем SWOT анализ. SWOT анализ – это метод оценки ситуации и будущих перспектив проекта, основная задача которого: определить сильные и слабые стороны, возможности и угрозы со стороны внешней окружающей среды. На основании анализа делается вывод: правильно развивается проект, какие риски нужно предусмотреть, что следует делать, каковы перспективы проекта. Результаты SWOT анализа представлены в таблице 5

Таблица 5– Матрица SWOT проекта

<p>Сильные стороны: S1. Отработана система поставщиков сырья, материалов и комплектующих; S2. Инновационная технология производства; S3. Замена изношенного оборудования; S4. Увеличение надежности работы; S5. Экологичность проекта</p>	<p>Слабые стороны: W1. Относительно высокая цена; W2. Отсутствие нормативно – технической документации</p>
<p>Возможности: O1. Технический прогресс дает возможность развития продукта; O2. Повышение спроса на продукт; O3. Снижение риска утечек</p>	<p>Угрозы: T1. Обострение конкуренции; T2. Изменение курса валют, что напрямую влияет на стоимость сырья продукции; T3. Низкий уровень известности качественных характеристик продукта среди целевых клиентов; T4. Появление новых технологий</p>

Анализ сильных и слабых сторон организации, возможностей и угроз, исходящих из окружающей среды, проводится с помощью вспомогательных таблиц (матриц). Каждый фактор помечается определенным знаком: «+» - сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» - слабое соответствие, «0» - сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		S1	S2	S3	S4	S5
	O1	-	+	+	+	0
	O2	-	-	+	-	-
	O3	-	-	-	+	+
Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		W1		W2		
	O1	+		-		
	O2	0		-		
	O3	-		-		
Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		S1	S2	S3	S4	S5
	T1	0	-	-	-	-
	T2	+	-	-	-	-
	T3	-	-	0	0	+
	T4	-	+	+	+	+
Слабые стороны проекта						
Угрозы		W1		W2		
	T1	+		0		
	T2	+		-		

проекта	T3	-	0
	T4	0	-

Результаты итоговой матрицы SWOT–анализа приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Матрица SWOT анализа

	Сильные стороны (Strength):	Слабые стороны (Weakness):
	S1. Отработана система поставщиков сырья, материалов и комплектующих; S2. Инновационная технология производства; S3. Замена изношенного оборудования; S4. Увеличение надежности работы; S5. Экологичность проекта	W1. Относительно высокая цена; W2. Отсутствие нормативно – технической документации
Возможности (Opportunity): O1. Технический прогресс дает возможность развития продукта; O2. Повышение спроса на продукт; O3. Снижение риска утечек	1. Развитие проекта для возможности исследования новых технических решений; 2. Малая износостойкость продукции приводит к ее длительной эксплуатации;	1. Поиск решений для уменьшения себестоимости продукции, что приведет к увеличению спроса; 2. Развитие нормативно – технической базы
Угрозы (Threat): T1. Обострение конкуренции; T2. Изменение курса валют, что напрямую влияет на стоимость сырья продукции; T3. Низкий уровень известности качественных характеристик продукта среди целевых клиентов; T4. Появление новых технологий	1. Отслеживание новых научных разработок на рынке; 2. Стимулирование повышения интереса к проекту	1. Уменьшение стоимости продукции путем отказа от импортного сырья

Из матрицы SWOT видно, что необходимо сделать упор на такие сильные стороны, как безопасность и энергоэффективность метода, так как именно эти сильные стороны проекта связаны с наибольшим количеством возможностей. Что касается слабых стороны, необходимо обратить внимание на

технологические исследования и активное продвижение проекта, в том числе и через научно-практические издания. Работа над этими недостатками позволит повысить конкурентоспособность, уменьшить влияние внешних угроз на проект.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках технического проектирования

Для реализации проекта по научно-техническому исследованию КЭС предполагается выполнить ряд работ:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований. Указанные работы с распределением исполнителей приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Перечень основных этапов и работ, распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Выдача задания на тему	Руководитель
	3	Постановка задачи	Руководитель
Выбор направления исследований	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки	Инженер, руководитель
	5	Подбор литературы	Инженер
	6	Сбор материалов и статистических данных	Инженер
Теоретические исследования	7	Проведение теоретических обоснований	Инженер, руководитель
	8	Анализ статистических данных	Инженер
	9	Согласование полученных данных с руководителем	Инженер, руководитель
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
	11	Работа над выводом	Инженер
Оформление отчета по НИР	12	Составление пояснительной записки	Инженер

После определения основных этапов работ необходимо определить трудоемкость работ и составить график их выполнения, с отражением длительности по каждому этапу.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным методом в человеко-днях и носит вероятностный характер, трудоемкость зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости тож_i используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где тож_i – ожидаемая трудоемкость выполнения *i*-ой работы чел.-дн.; *t*_{min *i*} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; *t*_{max *i*} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной *i*-ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях *T*_р, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

где *T*_{р_{*i*}} – продолжительность одной работы, раб.дн.; тож_i – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.; *Ч*_{*i*} – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел. В таблице 9 приведены ожидаемая трудоемкость и время выполнения работ.

Таблица 9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож\ i}$, чел-дни			
	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер	Науч. рук-ль	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Подбор и изучение материалов по теме	-	3	-	5	-	3,8	-	4
Анализ основных технологий и проблем извлечения остаточных запасов нефти	-	20	-	25	-	22	-	22
Технологическое обоснование технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Разработка рекомендаций по модернизации технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири	1	23	4	28	2,2	25	2	25
Оценка эффективности полученных результатов	1	4	2	6	1,4	4,8	2	5
Составление пояснительной записки	-	6	-	10	-	7,6	-	8
Проверка выпускной квалификационной работы	1	-	2	-	1,4	-	2	-
Исправление ошибок	-	2	-	4	-	2,8	-	3
Подготовка к защите ВКР	2	3	4	6	2,8	4,2	3	5

На следующем этапе отразим длительность работ в календарном плане-графике.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Построим наглядный график проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта, с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР. Строим план-график проведения работ (таблица 10).

Таблица 10 – Календарный план-график проведения работ

№	Вид работ	Исполнитель работ	T _р , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ												
				Февр.		Март			Апрель			Май			Июнь	
				1	2	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	2													
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	4													
3	Анализ основных технологий и проблем извлечения остаточных запасов нефти	Инженер	22													
4	Технологическое обоснование технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири	Инженер	25													
		Научный руководитель	2													
5	Анализ основных технологий и проблем извлечения остаточных запасов нефти	Инженер	25													
		Научный руководитель	2													
6	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	5													
		Научный руководитель	2													
7	Составление пояснительной записки	Инженер	8													
8	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель	2													
9	Исправление ошибок	Инженер	3													
10	Подготовка к защите ВКР	Инженер	5													
		Научный руководитель	3													

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность работ занимает 12 декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая первой декадой июня. Учитывая вероятностный характер оценки трудоемкости, реальная продолжительность работ может быть как меньше (при благоприятном стечении обстоятельств), так и несколько превысить указанную продолжительность (при неблагоприятном стечении обстоятельств).

Далее, по диаграмме Ганта можно предварительно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя.

Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 110 дней. Из них:

97 ней – продолжительность выполнения работ инженера;

13 ней – продолжительность выполнения работ руководителем.

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на оборудование;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

4.3.1 Расчет материальных затрат НИИ

В данной части производится расчет стоимости всех материалов, которые используются для разработки проекта. Для разработки выпускной квалификационной работы используется компьютер с соответствующим программным обеспечением.

Таблица 11 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Электроэнергия	50 кВт	3,66	183
Бумага для принтера	1 пачка	580	580
Ручка шариковая	2 шт.	40	80
Итого			843

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место самими исполнителями технического проекта (инженером и научным руководителем).

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

При выполнении научно-исследовательского проекта использовался ПЭВМ – Acer, МФУ XEROX WORKCENTRE 3025NI (WC3025NI). Срок полезного использования данного оборудования по паспорту составляет 3 года.

Таблица 12 – Затраты на специальное оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
1	ПЭВМ Acer	1	3	60	60
2.	МФУ XEROX WORKCENTRE 3025NI	1	3	11,5	11,5

	(WC3025NI)			
Итого		71,5 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 оборудования, с учетом 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:

$$A = \frac{H_A I}{12} * m$$

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

№	Наименование оборудования	Норма амортизации	Время использования, мес.	Цены единицы оборудования, руб.	Сумма амортизации, руб.
1	ПЭВМ Acer	0,33	3	60000	4950
2.	МФУ XEROX WORKCENTRE 3025NI (WC3025NI)	0,33	3	11500	948,8
Итого		5898,8 руб.			

4.4.3 Полная заработная плата исполнителей темы проекта

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп} ,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

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

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p ,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата работника, руб.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых техническим работником, раб.дн. (таблица 14);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} ,$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5–дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6–дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени технического персонала, раб.дн(таблица 14).

Таблица 14– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней (выходные/праздничные)	66	66
Потери рабочего времени –отпуск –невыходы по болезни	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени	243	271

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	З _{тс} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{р.к.} , руб.	З _м , руб.	З _{дн} , руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , руб.
Руководитель	23264	2200	7639	33103	1273,1	13	16550,3
Инженер	12792	4000	4839	20969	806,5	97	78230,5
Итого							94780,8

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают выплаты связанные с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет дополнительной и полной заработной платы

Исполнители	$k_{\text{доп}}$	З _{осн} , руб.	З _{доп} , руб.	З _{полн} , руб.
Руководитель	0,15	16550,3	2482,6	19032,9
Инженер	0,12	78230,5	9387,7	87618,2
Итого З _{осн} , руб.		94780,8		106651,1

4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2022 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{\text{внеб}} = 0,302 * 106651,1 = 32208,6 \text{ руб.}$$

4.4.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов:

- печать и ксерокопирование материалов исследования, брошурование,
- оплата услуг связи (телефон, интернет),
- электроэнергии

Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.4.6 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку технической продукции.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1. Материальные затраты	0,843	1,0
2. Амортизация	5,899	3,0
3. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	94,780	56,0
4. Дополнительная з/п	11,870	7,0
5. Отчисления во внебюджетные фонды	32,208	19,0
6. Накладные расходы	23,3	14,0
Итого	168,9	100,0

Бюджет на разработку технического проекта составляет 168,9 тыс.руб., из которых более половины (56 %) составляют затраты на оплату труда.

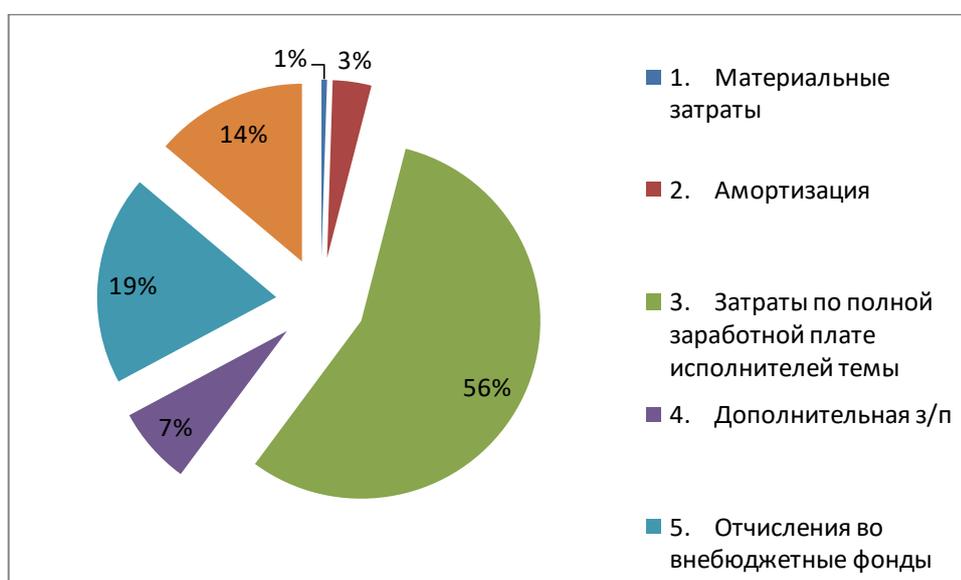


Рисунок 34. Структура затрат технического проекта

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

4.5 Определение ресурсоэффективности НИ

Определение ресурсоэффективности технического проекта применения технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти можно оценить с помощью интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} - интегральный показатель ресурсоэффективности; a_i - весовой коэффициент разработки; b_i - бальная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

По результатам оценочной карты, SWOT-анализа можно сделать вывод о том, что наиболее перспективным вариантом является применение применения технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти. Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности этого варианта проведения исследования целесообразно провести в табличной форме.

Таблица 18 – Определение интегрального показателя ресурсоэффективности наиболее эффективного варианта №1 применение технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти в сравнении с улучшением свойств цементного камня при зарезке (вариант №2) и технологией бесклиновой зарезки бокового ствола (вариант №3)

Критерий	Вес критерия	Вариант №1 – применения технологии ТАМЛ	Вариант №2 – улучшение свойств цементного камня при зарезке	Вариант №3 – технология бесклиновой зарезки бокового ствола
1. Безопасность	0,2	5	4	4
2. Удобство	0,15	4	4	4

эксплуатации				
3. Помехоустойчивость	0,08	4	4	3
4. Энергосбережение	0,17	5	4	4
5. Надежность	0,3	5	4	5
6. Материалоемкость	0,1	5	4	3
Итого	1,00	4,77	4,0	4,12

Пример расчета показателя ресурсоэффективности для первого варианта схемы: $I_p=0,2\cdot5+0,15\cdot4+0,08\cdot4+0,17\cdot5+0,3\cdot5+0,1\cdot5=4,77$. Значение показателя ресурсоэффективности проекта применения технологии TAML на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти получилось достаточно высоким. Это говорит об эффективности использования технического проекта с точки зрения таких факторов как: безопасность; удобство в эксплуатации; помехоустойчивость; энергосбережение; надежность и материалоемкость.

Выводы по разделу

В данном разделе был выполнен анализ ресурсоэффективности и ресурсосбережения проведения научно-исследовательской работы на тему «Модернизация технологии зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири». В ходе расчета было выявлено, что по сравнению с конкурентами технология TAML на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти обладает многими преимуществами, основным из которых является низкое удельное потребление электроэнергии. Но данный метод имеет и слабые стороны, и происходящие из них угрозы.

2) В ходе SWOT-анализа выявлены две сильные стороны: высокая энергоэффективность и высокая безопасность. Так же были обнаружены и слабые стороны, над которыми придется работать, что бы повысить успех проекта. У проекта большие возможности, увеличение добычи нефти и использования осложненных скважин. Не стоит забывать про угрозы, если

плохо разработать методику эксплуатации может пострадать эффективность труда.

Далее было произведено планирование научно-исследовательской разработки, в рамках которого определен перечень этапов выполнения работ, определена трудоемкость выполнения каждого этапа, и в итоге построен календарный план-график выполнения работ. Длительность производства работ по графику составила 110 дней.

На основе построенного план-графика и должностных окладов исполнителей темы была рассчитана полная заработная плата руководителя и инженера; определены затраты на использованные материальные ресурсы; отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы. Просуммировав указанные статьи расходов, определили бюджет научного исследования, который составил 168,9 тыс. рублей.

Значение показателя ресурсоэффективности проекта получилось достаточно высоким – 4,77. Что говорит об эффективности использования технического проекта с точки зрения таких факторов как: безопасность; удобство в эксплуатации; помехоустойчивость; энергосбережение; надежность и материалоемкость.

Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы на практике.

В заключении данного раздела видно, что выбранная технология ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти является выгодным вариантом, так как она дает возможность увеличению добычи нефти, увеличивает энергоэффективность, удовлетворяет минимуму затрат как финансовых, так и трудовых ресурсов, что было описано и проанализировано в данном разделе. Поэтому выбранный метод эксплуатации является хорошим вариантом внедрения на месторождениях Западной Сибири.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8СГ		Фетисову Дмитрий Сергеевичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

«Модернизация технологии резки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения</p>	<p>Объект исследования: технология резки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири</p> <p>Область применения: добывающие скважины</p> <p>Назначение объекта исследования: повышение эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов нефти</p> <p>Рабочая площадка находится на открытом воздухе</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне; буровая установка.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров резки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>– Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».</p> <p>– «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022)</p> <p>– Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)</p> <p>– Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 16.04.2022) «О пожарной безопасности».</p> <p>– Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и</p>	<p>Вредными факторами являются:</p> <p>- Производственные факторы, связанные с аномальными метеорологическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.</p>

<p>опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума. - Повышенный уровень общей и локальной вибрации. - Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека. - Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. <p>Опасными факторами являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты - Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: тепловая изоляция трубопроводов, использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на атмосферу: выброс паров нефтепродукта</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание нефтепродукта в сточные воды через неплотность оборудования, а также вследствие коррозионных повреждений</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы производственными отходами; нарушением гидрогеологического режима; повреждением почвенно-растительного покрова.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - фонтанирование скважины; - нарушение электроснабжения. <p>Наиболее типичная ЧС: Фонтанирование скважины.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Фетисов Дмитрий Сергеевич		

5. Социальная ответственность

В данном разделе рассматривается возможное влияние используемого оборудования, сырья, энергии, продукции и условий работы на человека и окружающую среду; техника безопасности при работе с оборудованием и действия при чрезвычайных ситуациях. Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Актуальность работы заключается в экологически и технологически безопасном проведении зарезки бокового ствола в труднодоступные части залежи с целью извлечения остаточных запасов нефти. Данный процесс должен происходить при учете всех правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности.

Зарезка боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири осуществляется операторами ДНГ и бригадой КРС. Его рабочее место состоит из скважины, кустовой площадки, передвижного подъемника, блока автоматики.

Объект исследования: технология зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири.

Рабочая площадка находится на открытом воздухе. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне; буровая установка.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль параметров зарезки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
- «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022)
- Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888)
- Инструкции по технике безопасности предприятия.
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»
- Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 16.04.2022) «О пожарной безопасности».
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.
- Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 N 1479 (ред. от 21.05.2021) «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

5.2 Производственная безопасность

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов.

Таблица 19 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора ДНГ и бригады КРС

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с аномальными метеорологическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.	ГОСТ 12.4.011-89
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума.	СП 51.13330.2011
Повышенный уровень общей и локальной вибрации.	ГОСТ 12.1.012-90
Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека.	ГОСТ 12.0.003-2015
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	СП 52.13330.2016
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	ГОСТ 12.2.003-91
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током.	ГОСТ Р 58698-2019

Производственные факторы, связанные с аномальными метеорологическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

Работы по ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю.

Работа в условиях воздействия экстремальных погодных явлений в зимний период года представляет ощутимую угрозу для здоровья работающего населения. Наиболее распространенные патологии, возникающие при воздействии климатических факторов: болезни органов дыхания, острые респираторные инфекции, болезни органов кровообращения, эндокринной, мочевыделительной системы, травмы (отморожения).

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 20).

Таблица 20 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
----------------------------	--------------------------------

Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [54]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении растворов сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011

мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [33].

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ.

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

Повышенный уровень общей и локальной вибрации. Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [50]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека. В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего.

К профессиональным заболеваниям, обусловленным воздействием данного фактора, относятся: поражение различных органов и систем; болезни кожи (эпидермоз, контактный дерматит).

Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

При организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов воздух в рабочей зоне насыщается парами нефти, пылью, вредными газами. Перед началом работ на месте проверяется уровень загазованности воздушной среды. Во время строительных работ контроль газовой среды в котловане осуществляется каждые 30 минут. Содержание газов и паров нефти не должно превышать ПДК по санитарным нормам. Выполнение работ разрешается только после устранения опасных условий.

К профессиональным заболеваниям, обусловленным воздействием химического фактора, относятся: острые и хронические интоксикации и их последствия, протекающие с изолированным или сочетанным поражением различных органов и систем; болезни кожи (эпидермоз, контактный дерматит, фотодерматит, онихии и паронихии, токсическая меланодермия, масляные фолликулиты); металлическая лихорадка, фторопластовая (тефлоновая) лихорадка и т.д.

В таблице 21 представлены ПДК и классы опасности некоторых веществ, входящих в состав нефти ее паров в воде[50].

Таблица 21 – ПДК и классы опасности веществ, входящих в состав нефти

Вещество	ПДК, мг/м³	Класс опасности
Нефть	0,3	4
Бензин	0,1	3
Метанол	3	2

В целях защиты органов дыхания необходимо использовать средства индивидуальной защиты (противогазы, респираторы). Противогазы нужны для защиты от вредных паров и газов, а респираторы – для защиты легких человека от воздействия пыли, взвешенной в воздухе.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения. Недостаточная освещенность пагубно влияет на зрительный аппарат, то есть снижает зрительную работоспособность, также освещенность рабочей зоны влияет на психику человека, эмоциональное состояние, может вызывать усталость центральной нервной системы, которая возникает в результате приложения дополнительных усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Для проведения работ на участке магистрального нефтепровода необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 20 лк независимо от применяемых источников света. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов (СП 52.13330.2016) [52].

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты. Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утвержденные федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 15 декабря 2020 года N 536.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и

транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

При осуществлении ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кофры и ограждающие ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [51]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током. Особое место на предприятиях занимают несчастные случаи в результате поражения электрическим током. Наиболее частыми причинами электротравматизма на производстве являются:

- неисправное электрооборудование (провода, рубильники, двигатели);
- отсутствие или недостаточность защитного заземления;
- прикосновение к металлическим конструкциям и частям оборудования, находящимся под током вследствие соприкосновения их с оголенными проводами, а также к самим оголенным проводам;
- отсутствие индивидуальных и коллективных средств защиты.

Основными факторами, определяющими опасность поражения электрическим током и исход поражения, являются: а) сила тока; б) продолжительность воздействия тока; в) частота тока; г) пути прохождения тока через организм; д) состояние организма [13].

При относительно слабом термическом воздействии будет повреждаться только верхний слой кожи (эпидермис) на глубину около 1 мм (ожог I степени – покраснение кожи). Увеличение плотности теплового потока или длительности излучения приводит к воздействию на нижний слой кожи – дерму (ожог II степени – появление волдырей) и подкожный слой (ожог III степени). Здоровые взрослые люди и подростки выживают, если ожоги II и III степени охватывают менее 20% поверхности тела. Выживаемость пострадавших даже при интенсивной медицинской помощи резко снижается, если ожоги II и III степени составляют 50% и более от поверхности тела [13].

Защита от электрического тока делится на два типа: коллективная и индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий: инструктаж персонала; аттестация оборудования; соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой [13].

5.3 Экологическая безопасность

Процесс ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

Защита атмосферы.

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы вывода скважины на режим и контроль за воздушной средой на КНС для

определения опасной концентрации газа. Мероприятия по защите атмосферы от загрязнения:

- Проверка оборудования на герметичность;
- Контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO₂;
- Контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO₂, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

Защита гидросферы.

ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири при определенных условиях сопровождается:

- Загрязнением подземных вод химическим реагентами или нефтью при разливе;
- Перетоками флюида в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утвержденным Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введенным в действие с 1 октября 2001 г.

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собирать в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

Защита литосферы.

При организации коррозионной защиты с целью обеспечения безопасности и надежности трубопроводов в зоне производства работ происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности. Воздействие заключается в нарушении сплошности грунта, также при выполнении строительных работ возможно попадание на почву загрязняющих веществ с работающей техники и оборудования.

Последствиями негативного влияния на литосферу являются такие процессы, как развитие эрозии, оврагов, оползней, изменение рельефа, активизация криогенных процессов, заболачивание территории, уничтожение культурных посевов, развитие безлесных ландшафтов.

К мерам по защите литосферы относят:

- Подъездные пути и временные автомобильные дороги необходимо при строительстве трубопровода строиться с учетом требований для предотвращения повреждений древесно-кустарниковой растительности и сельскохозяйственных угодий;
- Все строительные работы проводят исключительно в пределах отведенной полосы для уменьшения ущерба, наносимого окружающей среде;
- Вывоз производственных отходов (металлолом, изоляционные материалы и т. д.) по окончанию всех работ;
- Восстановление нарушенного рельефа местности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям при ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири следует отнести: лесные пожары, газонефтеводопроявления (ГНВП), взрывы горюче-смазочных материалов, разрушение буровой установки.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое

может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Вскрытие продуктивного пласта запрещается при отсутствии в КНБК клапана – отсекающего, а под ведущей трубой шарового клапана. При снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет насыщения раствора пластовым флюидом принимаются незамедлительные меры к усилению промывки скважины, дегазации бурового раствора и к доведению его параметров до технологической необходимости. Скважина должна непрерывно долиняться при подъеме инструмента с регистрацией объема бурового раствора долитого в скважину. Важным профмероприятием для предупреждения открытого фонтанирования является практическая подготовка буровой бригады. Бурильщик и его помощники обязаны знать условия проводки скважины и глубину залегания пласта.

Действия буровой бригады при ГНВП: 1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида; 2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы); 3. оповестить руководство предприятия о ГНВП; 4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" класс возможного пожара, который может возникнуть на рабочем месте:

- 1) пожары твердых горючих веществ и материалов (А);

2) пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В);

3) пожары газов (С);

4) пожары горючих веществ и материалов электроустановок, находящихся под напряжением (Е).

Средства пожаротушения: огнетушители, ящики с песком, войлок (кошма), пожарные рукава, асбестовое полотно.

Выводы

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников: производственные факторы, связанные с аномальными метеорологическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристиками шума; повышенный уровень общей и локальной вибрации; опасные и вредные производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека; отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током.

Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия.

При проведении ЗБС на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири возможны осложнения и аварии в виде фонтанирования скважины.

Также во время работ происходит загрязнение окружающей среды и ухудшение здоровья персонала, работающего на данном кусте. Связи с этим следует изучить и строго соблюдать требования безопасности, а также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

Заключение

В представленной работе проведен анализ эффективности и обоснование модернизации технологии резки боковых стволов на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири при использовании систем ТАМЛ.

Как известно, многие крупные нефтегазовые залежи Западной Сибири находятся на старых месторождениях. В таких условиях становится актуальным бурение и ввод в эксплуатацию боковых стволов с вертикальным или горизонтальным окончанием. Данный вид геолого-технического мероприятия положительно влияет на показатели эксплуатации скважин, способствует подключению к разработке дополнительной части остаточной нефти и «застойных» участков месторождений. Он становится одним из основных способов восстановления бездействующих и увеличения производительности малодебитных скважин.

Основными причинами бездействия добывающих скважин на месторождениях являются негерметичность эксплуатационной колонны, заколонные перетоки и технические причины, связанные в основном с аварийностью фонда. Значительная часть аварийных скважин может быть восстановлена и введена в эксплуатацию только путем резки вторых стволов из существующего ствола.

Применение технологии резки бокового ствола (ЗБС) повышает коэффициент нефтеотдачи пласта и может рассматриваться как один из способов уплотнения сетки скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и существенно снизить затраты на ее освоение. Применяются различные технологии проведения ЗБС на скважинах бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющегося клина и другие.

Применение систем многоствольного заканчивания ТАМЛ позволяет сохранить длительную работу бокового ствола без обвала открытого участка

ствола, минимизировать риск подтягивания конусов воды и газа в маломощных коллекторах в интервалах срезки при реализации МЗС.

В целях модернизации технологии ТАМЛ на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири в процессе извлечения остаточных запасов нефти была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных методов промыслово-геофизические исследований не имеет ограничений при данной конструкции скважин и была успешно апробирована в условиях Новопортовского месторождения в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Предлагаемая технология маркерных исследований скважин основана на применении высокоточных индикаторов притока пластового флюида – квантовых маркеров-репортеров.

Список используемых источников

1. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 156 с.
2. Нефть и газ: технологии и инновации: материалы Национальной научно-практической конференции. В 2 томах. Т. 1 / отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 242 с.
3. Ресурсы углеводородного сырья Российской Федерации – состояние и прогнозы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tatcenter.ru/> (Дата обращения: 25.04.2022)
4. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах/ Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Издание в 5 т./ под общ. Ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок – Краснодар: Издательский Дом –Юг, 2017 – Т. 3 – 318 с.
5. Аникин И. В. Повышение эффективности заканчивания и эксплуатации скважин в процессе разработки месторождения X : магистерская диссертация / И. В. Аникин ; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. П. Н. Зятиков. – Томск, 2021.
6. Опыт применения и перспективы бурения боковых стволов на объекте ЮС21 Руссинского месторождения С.Л. Орловский / ГАНУ «Институт стратегических исследований РБ», 2017 – с 68-71
7. Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождении Самотлор/ Савченко А.В., Березовский Д.А. «Наука.Техника.Технологии (политехнический вестник)» №3 – 2018 г –с 97-100.
8. Егоров, В. Ю. Компоновочные схемы заканчивания боковых стволов эксплуатационных скважин месторождений ПАО «Сургутнефтегаз»

В. Ю. Егоров, Г. А. Шлеин, А. В. Симикин, А. В. Симикин. Текст непосредственный Молодой ученый. – 2019. – № 4 (242). С. 30-39.

9. Нижегородов В.А. Отечественный и зарубежный опыт применения зарезки боковых стволов с горизонтальным окончанием для совершенствования системы разработки месторождения // Научный журнал. 2019. №11 (45). URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 27.04.2022).

10. Классификация многоствольных технологий ТАМЛ. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiya-taml> (дата обращения 15.12.2021).

11. Пильник С., Зимогляд М., Булатов Ф., Бурков Ф., Дубровин А., Абалтусов Н. Успешный опыт строительства многозабойных скважин по технологии ТАМЛ на Вачимском месторождении. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 15-17 октября 2018, SPE-191521-RU. Шестаков Д.А., Галиев М.М., Овчинников К.Н., Малявко Е.А. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин Территория Нефтегаз. 2019. № 6. С. 64-71.

12. Шешукова, К. В. Зарезка боковых стволов как метод улучшения нефтеотдачи К. В. Шешукова, А. А. Хайруллин. Текст: непосредственный Научный форум. Сибирь. Тюмень, 2016. – С. 73.

13. Заикин, И. П. Реконструкция скважин методом бурения боковых стволов в ПАО «НК Роснефть» И. П. Заикин, К. В. Кемпф. Текст: непосредственный Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – Москва, 2009. С. 2-3.

14. Теория и практика строительства боковых стволов в нефтяных скважинах: освоение и исследование струйными аппаратами: учебное пособие И. И. Клещенко, В. М. Шенбергер, Г. А. Шлеин [и др.]. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. С. 352. Текст непосредственный.

15. Тимошенко, И. О. Исследование технологий и инструментов при зарезке боковых стволов И. О. Тимошенко, А. А. Гладенко. Текст:

непосредственный Научное сообщество студентов XXI столетия. ТЕХНИЧЕСКИЕ НАУКИ. Новосибирск, 2017. С. 31-37.

16. Легаев, Я. В. Профили боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием и выбор траектории бурения для снижения затрат при строительстве боковых стволов Я. В. Легаев, М. А. Халимов. Текст: непосредственный Нефтепромысловое дело (№ 3). 2008. С. 35-40.

17. Плотников, А. А. Анализ строительства боковых стволов в добывающих скважинах на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» А. А. Плотников, Я. М. Курбанов. Текст: непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. (№ 2) 2007. С. 2-6.

18. Нуриахметова, Г. А. Рекомендации по оптимизации выработки запасов на примере одного из месторождений Западной Сибири Г. А. Нуриахметова, Р. М. Назмутдинов. Текст непосредственный Молодой ученый. 2018. № 17 (203). С. 137-140.

19. Тюкавкина О. В. Современные методы выявления зон сложнопостроенных коллекторов трудноизвлекаемыми запасами для принятия эффективных проектных решений Изв. вузов. Горный журнал. 2013. № 8. с. 50–57.

20. Матусевич В.М., Сабанина И.Г. Гидрогеологические особенности конечных стадий разработки нефтяных месторождений Западной Сибири Фундаментальные исследования. 2014. № 5-6. С. 1242-1247

21. Морозов В.Ю., Сапьяник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири Геология нефти и газа. 2018. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/> (дата обращения: 27.04.2022).

22. Разработка нефтяных месторождений, бурение скважин с боковыми и горизонтальными стволами/ И.А. Прокопенко, М.Н. Прокопенко Академический журнал Западной Сибири №6, 2018 Т-14. 77 с.

23. Шлеин Г. А. Анализ причин осложнений при зарезке и креплении боковых стволов скважин Г. А. Шлеин, В. Ю. Егоров, И. Д. Корунов. Текст : непосредственный Молодой ученый. 2019. № 46 (284). С. 72-76.

24. Справочник мастера по добыче нефти, газа и конденсата: Справочное пособие. Сургут: рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», ПАО «Сургутнефтегаз», 2010. – 132с.

25. «Справочник методов увеличения нефтеотдачи»: Справочное пособие. Сургут: рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ПАО «Сургутнефтегаз», 2012. 312 с.

26. Справочник супервайзера: Справочное пособие. Книга в двух томах. Т. 1. Сургут: рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья», ПАО «Сургутнефтегаз», 2011. 296 с.

27. Стандарт организации СТО 58–2017 «Боковые стволы скважин. Порядок крепления» Производственный отдел по текущему и капитальному ремонту скважин ПАО «Сургутнефтегаз». 2017. 51 с.

28. Стандарт организации СТО 60–2016. Осложнения при зарезке и креплении боковых стволов скважин. Порядок профилактики и ликвидации Производственный отдел по текущему и капитальному ремонту скважин ПАО «Сургутнефтегаз». 2016. 79 с.

29. Стандарт организации СТО 119–2017 «Стандарт организации СТО 58–2017 «Боковые стволы скважин. Порядок зарезки» Производственный отдел по текущему и капитальному ремонту скважин ПАО «Сургутнефтегаз». 2017. 59 с.

30. Егоров, В. Ю. Компоновочные схемы заканчивания боковых стволов эксплуатационных скважин месторождений ПАО «Сургутнефтегаз» В. Ю. Егоров, Г. А. Шлеин, А. В. Симикин, А. В. Симикин. Текст непосредственный Молодой ученый. 2019. № 4 (242). С. 30-39. URL: <https://moluch.ru/archive/242/55809/> (дата обращения: 08.06.2022).

31. Классен В.В., Максимова Ю.А. Перспективы применения технологии крепления бокового ствола скважины комбинированной колонной хвостовика на нефтяных месторождениях <https://neft-gaz-novacii.ru/> № 11. - 2020 г