

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ инновационных технологий строительства скважин

УДК 622.24:001.895

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Герашенко Дмитрий Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	К.Х.Н.		

Планируемые результаты обучения по ООП

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»	ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»	И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.
				И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.
				И.ПК(У) -1.3. Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.
				И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»</p>	<p>ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования</p> <p>ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.</p>	И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	<p>И.ПК(У)-3.1. Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.</p> <p>И.ПК(У)-3.2. Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств</p>
	2.Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	<p>И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований.</p> <p>И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.</p>
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	<p>01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н).</p> <p>ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения</p>	<p>ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин.</p> <p>(ТФ Н/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).</p>	И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Герашенко Дмитрий Игоревич

Тема работы:

Анализ инновационных технологий строительства скважин	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	8.02.2022, № 39-41/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: инновационные технологические и технические решения в строительстве скважины Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1 Литературный обзор 1.1 Конструкция скважины 1.2 Крепление скважины 1.3 Буровые растворы 1.4 Наклонно-направленное бурение 1.5 Буровое оборудование 2 Экспериментальная часть 2.1 Конструкция скважины 2.2 Крепление скважины 2.3 Буровые растворы 2.4 Наклонно-направленно бурение

	2.5 Буровое оборудование
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н. Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент отделения общетехнических дисциплин, к.т.н. Сечин А.А.
Часть на иностранном языке	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеев И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Well design	

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

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалёв А.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Герашенко Дмитрий Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Герашенко Дмитрий Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Строительство нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве эксплуатационной скважины на Приобском месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	СНиП IV-2-82 СНиП IV-5-82
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации 2. ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование необходимости строительства эксплуатационной скважины на Приобском месторождении
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет сметной стоимости этапов строительства эксплуатационной скважины
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет итоговой стоимости строительства эксплуатационной скважины
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Результаты опытно-промышленных работ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Герашенко Дмитрий Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ02		Герашенко Дмитрий Игоревич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ инновационных технологий строительства скважин	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> инновационные технологии в сфере строительства нефтяных и газовых скважин</p> <p><i>Область применения:</i> бурение нефтяных и газовых скважин</p> <p><i>Рабочая зона:</i> 6 корпус 206 аудитория НИ ТПУ, которая оборудована системами отопления, кондиционирования воздуха, а также естественным и искусственным освещением</p> <p><i>Размеры помещения:</i> 61,3 м²</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> ПК, рассчитанные на 15 рабочих мест</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> обзор и анализ литературных источников, производственных документов, анализ применяемых технологий и технических средств, мониторинг внедрения инновационных технических средств и технологий</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022); - СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95; - СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки; - СанПиН 2.2.2/2.4.1340-0. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ (ред. от 04.03.2022); - ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; - СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

	<ul style="list-style-type: none"> - СанПиН 2.2.4.1294-03. Гигиенические требования к аэроионному составу воздуха производственных и общественных помещений; - ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Недостаточная освещенность; - Повышенный уровень шума; - Отклонение показателей микроклимата; - Отклонение от нормы аэроионного состава воздуха; - Повышенный уровень электромагнитных излучений; - Монотонность трудового процесса; - Нервно-эмоциональные перегрузки. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Поражение электрическим током; - Перенапряжение анализаторов. <p>Средства защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вентиляция и очистка воздуха; - отопление; - осветительные приборы. <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Негативного влияния на окружающую среду не происходит. В результате образуются отходы V класса опасности (мусор от уборки помещений и бумага), которые необходимо утилизировать.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: пожар, террористический акт Наиболее типичная ЧС: пожар на рабочем месте</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Герашенко Дмитрий Игоревич		

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Уровень образования – Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25 апреля 2021	1. Введение	10
2 марта 2022	2. Литературный обзор	30
26 марта 2022	3. Аналитика	30
26 мая 2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
2 июня 2022	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

Реферат

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, 35 рисунка, 25 таблиц, 51 литературных источников, 3 приложения.

Ключевые слова: инновации, бурение, конструкция скважины, крепление скважины, буровой раствор, буровое оборудование.

Объектом исследования являются инновационные технологии в строительстве скважин.

Цель работы – анализ инновационных технологических и технических решений, которые позволят построить наиболее качественные и эффективные скважины, а также минимизировать риски осложнений в процессе бурения.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- обзор и анализ литературных источников, производственных документов;
- анализ применяемых технологий и технических средств;
- мониторинг внедрения инновационных технических средств и технологий.

Увеличение технико-экономических показателей строительства нефтегазовых скважин возможно при условии активного внедрения инновационных буровых технологий. В процессе выполнения данной работы были разработаны пути повышения эффективности и оптимизации строительства скважины, которые отображены на рисунке Б.1 приложения Б.

Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин.

Обозначения, определения и сокращения

- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ГРП** – гидроразрыв пласта;
- ФЭС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- УВ** – углеводороды;
- ВЗД** – винтовой забойный двигатель;
- БОВ** – большой отход от вертикали;
- БУ** – буровая установка;
- РУС** – роторная управляемая система;
- НГДУ** – нефтегазодобывающее управление;
- МЦР** – модифицированный цементный раствор;
- ЦА** – цементный агрегат;
- ПЦТ** – портландцемент тампонажный;
- КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;
- НЧ** – наночастицы;
- АСУ** – автоматизированная система. управления;
- ПЛК** – программируемый логический контроллер;
- ШАСИБ** – шкаф автоматизированной системы интеллектуального бурения;
- ВСП** – верхний силовой привод;
- ПО** – панель оператора;
- ИБП** – источник бесперебойного питания;
- СПО** – спускоподъемные операции;
- ОПР** – опытно-промышленные работы;
- ПК** – персональный компьютер;
- ПЭВМ** – персональная электронно вычислительная машина;
- ЭМП** – электромагнитное поле;
- ЛХБ** – лампы холодно-белого света;
- ERD** – extended reach drilling;
- PDC** – polycrystalline diamond compact;

MWD – measurement while drilling;

LWD – logging while drilling.

Оглавление

Введение.....	18
1 Литературный обзор.....	19
1.1 Конструкция скважины.....	19
1.2 Крепление скважины.....	20
1.3 Буровые растворы.....	21
1.4 Наклонно-направленное бурение	23
1.5 Буровое оборудование	24
2 Аналитика	25
2.1 Конструкция скважины.....	25
2.1.1 Строительство скважин по технологии монодиаметра.....	25
2.1.2 Технология «Березовый лист».....	29
2.2 Крепление скважины.....	37
2.2.1 Технология крепления скважин с использованием синтетических смол	37
2.2.2 Технология крепления скважин одной порцией тампонажного раствора.....	41
2.2.3 «Зеленый» облегченный тампонажный цемент.....	44
2.3 Буровые растворы.....	46
2.3.1 Устройство для автоматического измерения плотности бурового раствора.....	46
2.3.2 Устройство для автоматического измерения условной вязкости бурового раствора	50
2.3.3 Использование наночастиц для регулирования свойств буровых растворов.....	52
2.4 Наклонно-направленное бурение	60
2.4.1 Система бурения скважин iDrill	60
2.5 Буровое оборудование	66
2.5.1 Автоматизированная буровая установка Drillmec НН.....	66
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	73

3.1	Сметная стоимость	73
3.1.1	Расчет сметной стоимости подготовительных работ	73
3.1.2	Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	74
3.1.3	Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин	74
3.1.4	Расчет стоимости освоения (испытания скважин)	79
3.1.5	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (нго)	79
4	Социальная ответственность	82
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
4.1.1	Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	82
4.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	83
4.1.3	Производственная безопасность	83
4.1.4	Анализ опасных и вредных производственных факторов	84
4.1.5	Возникновение пожара	91
4.2	Экологическая безопасность	92
4.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	93
4.3.1	Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований	93
4.3.2	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта исследования на производстве	93
4.3.3	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	93
4.4	Выводы по разделу	94
	Заключение	95
	Список использованных источников	97
	Приложение А	103
	Приложение Б	116
	Приложение В	117

Введение

Сформировавшаяся в настоящее время нестабильная мировая экономическая и политическая ситуация на рынках горючих полезных ископаемых вынуждает организации нефтегазовой отрасли искать пути для сокращения финансовых и временных затрат на выполнение комплекса мероприятий и операций, которые, в конечном итоге, влияют на себестоимость единицы добытой нефти или газа. Одним из самых затратных этапов является строительство скважины. Процесс строительства скважины состоит из нескольких этапов. Снижение финансовых и временных затрат строительства скважины достигается за счет повышения эффективности технологических процессов, оптимизации расходования материально-технических ресурсов и за счет внедрения инновационных технологий и модернизации уже существующих.

Цель работы – анализ инновационных технологических и технических решений, которые позволят построить наиболее качественные и эффективные скважины, а также минимизировать риски осложнений в процессе бурения.

В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- обзор и анализ литературных источников, производственных документов;
- анализ применяемых технологий и технических средств;
- мониторинг внедрения инновационных технических средств и технологий.

1 Литературный обзор

1.1 Конструкция скважины

Конструкция скважины определяется горно-геологическими условиями и целями скважины, для достижения которых необходимо преодолеть различные геологические структуры, которые усложняются с увеличением глубин и протяженностей бурения, что приносит трудности для обеспечения должного срока службы скважины и экономической рентабельности выполнения проекта.

Проектная конструкция скважины должна обеспечивать:

- экономичность;
- максимальный дебит флюида;
- надежную связь между целевым объектом и поверхностью;
- обеспечение требования правил безопасности нефтяной и газовой промышленности.

Вовлечение в разработку труднодоступных запасов углеводородов, которые могут располагаться в глубокозалегающих месторождениях, глубоководных акваториях и суровых природно-климатических условиях, предполагает большие финансовые и временные инвестиции, которые должны обеспечить требуемую проходку до проектной цели, надежную связь между целевым пластом и поверхностью, изоляцию друг от друга газовых, нефтяных и водных горизонтов, безаварийную эксплуатацию скважины, при этом имея минимальную материалоемкость.

Решение вышеперечисленных трудностей с использованием традиционных конструкций достигается все сложнее, однако преодолеть эти сложности возможно при отказе от типичных конструкций, разработке и реализации многозабойных/многоствольных скважин и скважин с равным проходным диаметром, которые позволяют выполнить проектные цели при меньших финансовых и временных затратах[1-8].

1.2 Крепление скважины

Цементирование – способ крепления скважин путем заполнения затрубного пространства тампонажным раствором.

Основными задачами цементирования скважин являются:

- разобщение горизонтов друг от друга и от поверхности;
- защита обсадных колонн от коррозионного воздействия пластовых флюидов;
- удержание в подвешенном состоянии обсадной колонны;
- закрепление стенок скважины.

Первичное цементирование осуществляется сразу же после спуска в скважину обсадной колонны и имеет цель разобщение проницаемых пластов друг от друга и защиту наружной поверхности обсадной колонны от коррозии пластовыми жидкостями, а также повышение устойчивости стенок скважины и обсадной колонны.

Для качественного крепления скважин тампонажные составы должны обладать следующими характеристиками:

- низкое водоотделение;
- седиментационная устойчивость;
- высокая прочность цементного камня;
- достаточное расширение при затвердевании для создания герметичного и прочного контакта с горной породой и обсадной колонной;
- низкая проницаемость цементного камня.

Также при цементировании обсадной колонны, находящейся в продуктивном пласте, снижается продуктивность в следствии загрязнения призабойной зоны пласта фильтратом тампонажного раствора, поэтому необходимо подбирать рецептуру и свойства раствора, которые обеспечат сохранение коллекторских свойств пласта.

С увеличением глубины скважины возрастают гидромеханические нагрузки на стенки скважины, на забой и продуктивные пласты, вследствие чего могут развиваться различные осложнения и аварии: поглощения, ГНВП, ГРП, загрязнение продуктивного пласта и ухудшение ФЭС, заколонные перетоки. Отмеченные проблемные факторы вызывают падение эффективности и темпов бурения, разведки и разработки.

Качественное и надежное крепление скважин позволяет, отчасти, предупредить проблемы, возникающие с ростом глубины скважин. Успешность и качество выполнения процесса цементирования связана с модернизацией существующих технологических процессов и технологий и разработкой новых, например, использование цементных составов на основе синтетических смол или одной порции цементного раствора (вместо традиционно двух). Также в связи с строгими требованиями к соблюдению экологии при строительстве скважин будет рассмотрен тампонажный раствор со сниженным углеродным следом[9-17].

1.3 Буровые растворы

Важнейшей составляющей процесса строительства скважины является буровые растворы, поскольку его качество напрямую влияет на образование и развитие геологических осложнений, которые могут перерасти в аварии, на ликвидацию которых затрачивается большое количество временных и финансовых ресурсов.

Буровой раствор должен обладать следующими функциями:

- очистка забоя скважины от шлама;
- охлаждение и смазывание подземного оборудования;
- образование фильтрационной корки;
- создания противодействия на пласт;
- транспортировка шлама на поверхность без аккумуляции в затрубном пространстве;

- передача гидравлической мощности долоту;
- передача гидравлической энергии забойному двигателю.

Также буровой раствор должен обеспечивать облегчение процесса разрушения горных пород на забое, сохранения ФЭС продуктивных пластов, предохранения подземного оборудования от коррозии и абразивного износа, снижение коэффициента трения, экономическую, эффективность и экологическую безопасность.

Качество бурового раствора определяется его параметрами, которые в процессе бурения могут изменяться из-за различных процессов как, фильтрация в пласт, наработка глинистого материала, проявления и так далее. В результате этого снижается качество раствора, что может привести к развитию осложнений. В связи с этим необходимо постоянно вести контроль за поддержанием требуемых параметров, что осуществляет инженер по буровым растворам с применением различного оборудования. Это означает, что при проведении замера может быть допущена субъективная ошибка, связанная с человеческим фактором. Также проведение замера требует время на проведение подготовительных и заключительных операций (настройка приборов, забор раствора, промывка инструмента, запись результатов). Данную проблему можно решить, автоматизировав процесс замера с помощью устройств и систем для автоматического измерения параметров бурового раствора.

В последнее время активно изучается влияние наночастиц на параметры буровых растворов на различной основе. Нанодобавки могут быть использованы для регулирования реологических свойств, показателей фильтрации, снижения коэффициента трения и предотвращения прихватов. Наночастицы оказывают большее влияние на свойства буровых растворов, чем микроскопические частицы. При чем большее влияние проявляется при очень малых концентрациях и зависит от размера и химической природы. Помимо этого, ведутся разработки автоматических систем для измерения параметров буровых растворов, которые обеспечивают постоянство и высокую точность замеров[18-21].

1.4 Наклонно-направленное бурение

Повышение добычи УВ путем разработки, например, морских месторождений, а также доработки ранее разбуренных площадей возможно при бурении сложных профилей скважин, траектории которых содержат пространственно-искривленные участки. Применение таких профилей обусловлено труднодоступностью целевых объектов, которые могут располагаться под населенными пунктами, различными водоемами и природоохранными территориями, а также отдаленностью береговой линии.

Стоит отметить, что фактическая траектория зачастую отличается от траектории проектного профиля. Поскольку ствол формируется с образованием больших каверн и уступов, которые затрудняют спуск бурильного инструмента или обсадных колонн, а интенсивность искривления участков набора и падения зенитного угла отличается от проектной, что также приносит трудности в прохождении инструмента и способствует росту нагрузок на инструмент при выполнении различных технологических операций.

Проводку сложных профилей возможно осуществить с использованием оборудования, позволяющего искривлять ствол скважины. В качестве такого оборудования могут выступать винтовой забойный двигатель или роторная управляемая система, которая обеспечивает более качественную, быструю и безопасную проводку скважины, но требует гораздо больших финансовых вложений.

В последнее время компаниями нефтегазовой отрасли ведутся исследования и разработки интеллектуальных систем, которые позволяют осуществлять процесс бурения в автоматическом режиме (без участия человека). Одной из таких разработок является автоматизированная система управления интеллектуального бурения «iDrill». iDrill способна бурить с применением ВЗД и ротора. Система собирает информацию с датчиков и на основании данных подбирает параметры бурения, с помощью которых достигается максимально возможная скорость проходки[22-25].

1.5 Буровое оборудование

Современные буровые установки должны соответствовать следующим требованиям:

- высокая производительность;
- низкий расход энергии;
- низкие операционные затраты;
- низкое влияние на окружающую среду;
- высокая монтажеспособность и мобильность;
- высокая безопасность эксплуатации.

Цель этих требования – снижение общих затрат на строительство скважин и обеспечение благоприятных условий работы.

Оборудование и технологии бурения претерпевают значительные изменения для обеспечения наилучших технико-экономических параметров. В то время как, буровые установки остаются консервативными и традиционными, что требует инновационных подходов к проектированию буровых установок и их узлов.

Инновационные подходы должны удовлетворить усложняющиеся требования нефтегазовой отрасли, которые необходимы для достижения высоких производственных показателей и при этом инновационный проект должен иметь конкурентную стоимость использования и обслуживания.

В последнее время наблюдается тенденция к автоматизации различных технологических операций и использования оборудования. Автоматизация позволяет более эффективно использовать ресурсы и повышает уровень безопасности работ.

Автоматизированные буровые установки серии НН компании Drillmec обеспечивают высокий уровень безопасности, снижение стоимости бурения и негативного воздействия на окружающую среду. Серия НН – это буровые установки с гидравлической талевой системой и самоподъемной телескопической мачтой[26,27].

2 Аналитика

2.1 Конструкция скважины

2.1.1 Строительство скважин по технологии монодиаметра

Технология основана на бурении скважины одним проходным диаметром, использовании расширяемых обсадных труб, а также отказе от классической «телескопической структуры» конструкции скважины.

Принцип расширения труб заключается в гидравлическом (воздействию поддается профильная часть трубы) и механическом расширении обсадных труб (завершающий этап, которые обеспечивает требуемый диаметр). Механическое расширение реализуется с использованием развальцевателя (или расширяющего конуса) и основывается на холодной обработке (при температуре не выше забойной) стальных труб. Расширяемый конус применяется для конечного деформирования труб и придания требуемого диаметра и перемещается под действием создаваемого нагнетаемой жидкостью давления, либо под действием приложенного механического усилия[1].

Установка расширяемой обсадной колонны включает следующие операции:

1. Бурение интервала для установки расширяемой обсадной трубы.
2. Спуск в скважину системы, изображенной на рисунке 1.
3. Цементирование интервала установки колонны.
4. Установки цементировочной пробки.
5. Расширение обсадной колонны в направлении снизу-вверх.
6. Расширение втулки подвешного устройства, на котором расположены уплотнения из эластомера, что обеспечивает уплотнение между обсадной и расширяемой колонной.

Обычно расширяемые обсадные трубы используются для изоляции проблемных участков (неустойчивые стенки скважины, несовместимые

интервалы по условиям бурения) в процессе проводки скважины. Подобные осложнения также могут привести к спуску дополнительной колонны, что влечет за собой уменьшение конечного диаметра скважины[2].

Использование системы расширяемых труб, отображенной на рисунке 1, имеет наибольший потенциал при строительстве скважин по технологии монодиаметра.

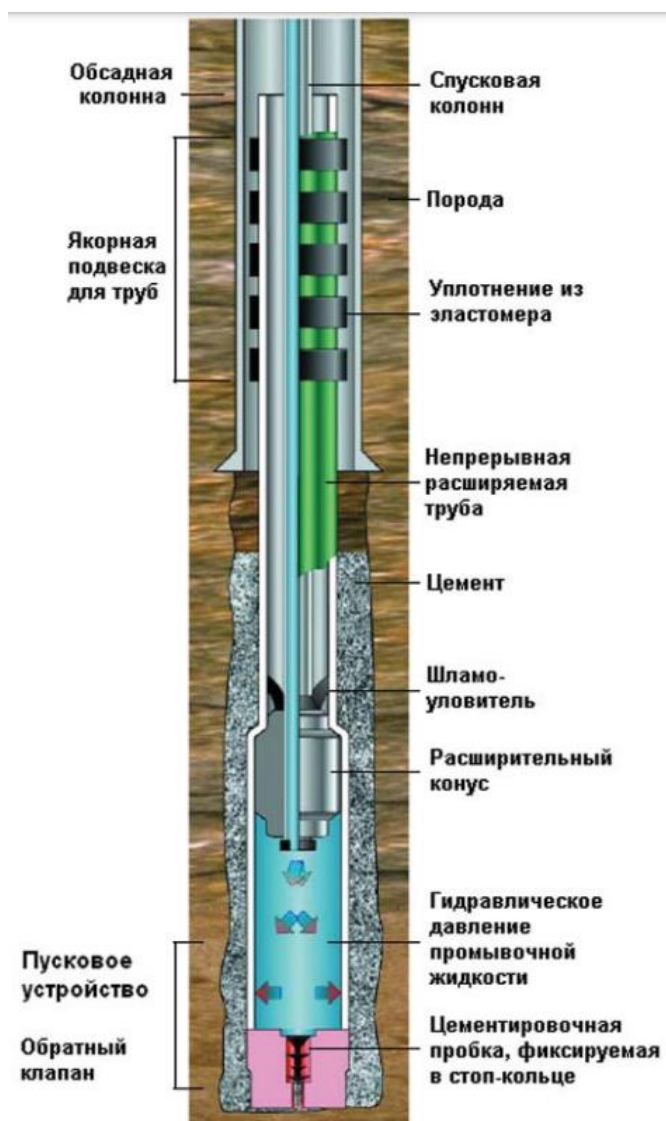


Рисунок 1 – Система расширяемой обсадной трубы

Переход от типичной конструкции скважины к концепции скважины монодиаметром (рисунок 2) обеспечивает увеличение конечного диаметра скважины и уменьшение количество спускаемых промежуточных колонн, сокращение используемого количества цемента, металла, бурового раствора,

снижение отходов (шлама) бурения, и наконец возможность строительства скважин со сверхбольшим отходом от вертикали (БОВ/ERD)[3].

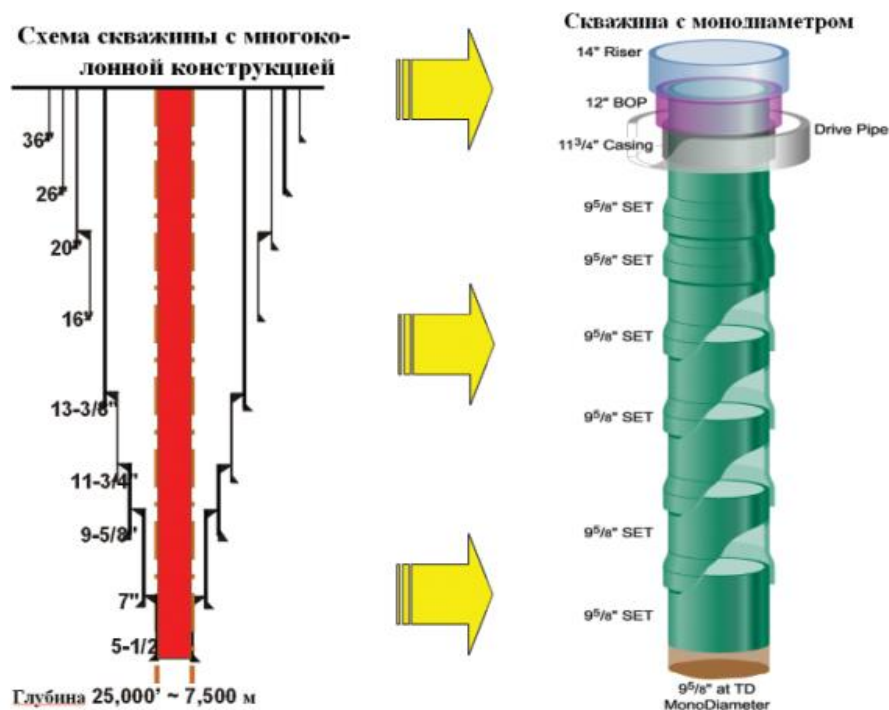


Рисунок 2 – Концепция скважины с монодиаметром

Моделирование и анализ возможного применения рассматриваемой технологии на Приразломном месторождении показал, что использование технологии монодиаметра приведет к сокращению:

- объема разбуриваемой породы (шлама) на 46% или 25 тыс. тонн;
- используемого металла (обсадные трубы) на 63% или 13,3 тыс. тонн;
- потребного количества тампонажных материалов на 33% или 8,7 тыс. тонн;
- нагрузки на БУ от веса самой тяжелой колонны на 33% или 150 тонн.

Также снижение потребности в материалах приводит к сокращению финансовых затрат, связанных логистикой.

Однако используемые расширяемые трубы должны изготавливаться из высококачественных материалов и отвечать нормам, превосходящим нормы для обычных обсадных труб. Также протирание и дефекты поверхности труб могут действовать, как катализаторы образования трещин при расширении металла.

Данные проблемы удалось исключить отчасти благодаря осторожному обращению и производству[4].

В настоящее время для строительства скважины одного диаметра требуется два этапа расширения: раструбное расширение нижней части верхней трубы, в котором расширяется и крепится нижняя расширяемая труба.

Практический предел пластической деформации без риска образования и развития трещин в металле допускает степень расширения 30%, что накладывает ограничение на выбор типоразмера обсадных труб.

При использовании трубы 140 мм и её расширении до внутреннего диаметра 154,9 мм степень расширения достигает 25%, при степени расширения раструба 42% – данные трубы непригодны для технологии монодиаметра.

Расширение труб 194 мм до внутреннего диаметра 203 мм доводит степень расширения до 19%, а при расширении раструба данный показатель составляет 29%, что приближается к предельному значению.

Расширение труб 244,5 мм до внутреннего диаметра 264,2 мм доводит степень расширения до 17%, а при расширении раструба данный показатель составляет 24%, что не превышает допустимый уровень и определяет данную трубу, как оптимальную для данной технологии.

Вторым аспектом применения данной технологии является создание оптимального зазора между трубой и стволом скважины для качественного цементирования. Для качественного цементирования обсадной колонны 244,5, которая расширяется до внутреннего диаметра 264,2 мм, необходимо чтобы диаметр открытого ствола составлял 340,4 мм, что достигается использованием техническими средствами расширения ствола[5].

Наиболее перспективное направление применения рассматриваемой технологии является строительство скважин с БОВ. Сравнение результатов моделирования применения технологии на месторождениях Северного моря с «обычным» бурением показало, что использование монодиаметра позволяет увеличить протяженность скважины на 25-100%, при снижении себестоимости строительства на 25-30% [6].

В настоящее время широкое применение технологии затрудняют проблемы сохранения достаточной прочности труб и обеспечения герметичности стыков секции труб при их расширении.

2.1.2 Технология «Березовый лист»

Одной из популярных многозабойных конструкций скважин является технология «Fishbone» (рисунок 3), в переводе на русский язык звучит как «Рыбья кость». Представляет собой «материнскую» трубу, разветвляющуюся на трубы меньшего диаметра, которые при нагнетании давления гидравлическим способом проникают в горную породу образуя каналы, через который целевой флюид поступает в эксплуатационную колонну, а затем на поверхность.

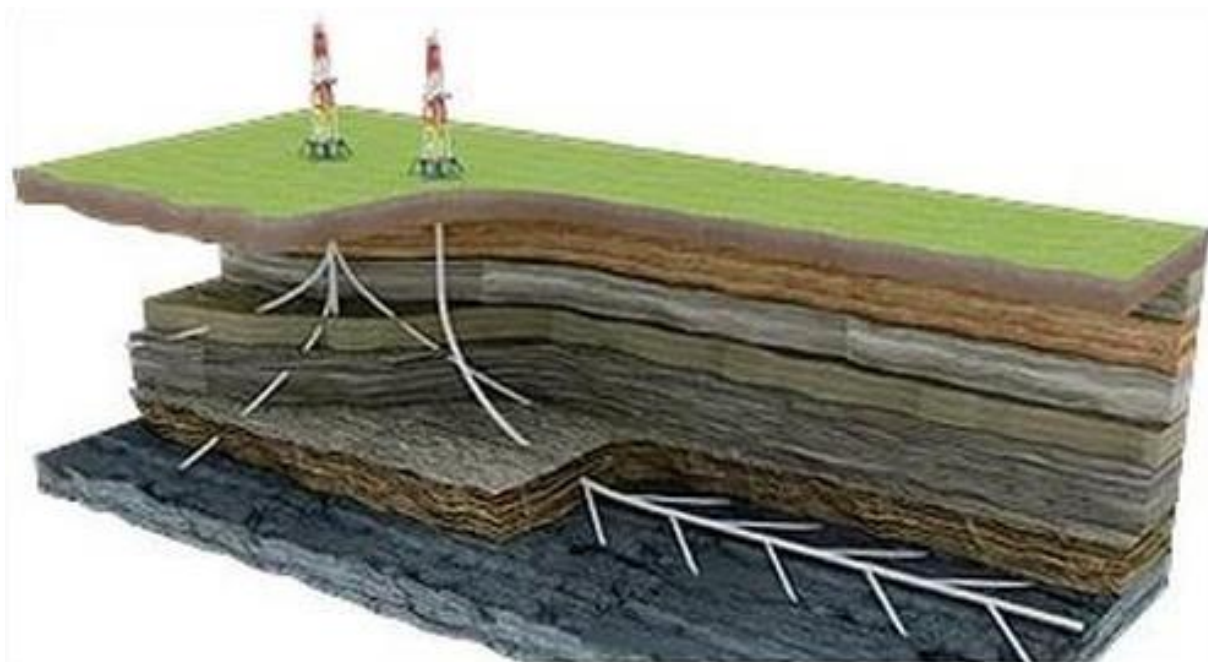


Рисунок 3 – Технология «Fishbone»

Отечественные представители нефтегазовой промышленности изобрели аналог вышеупомянутой технологии под названием «Березовый лист» (рисунок 4), что отсылает на сходство конструкции с листом березы. Применение данной технологии успешно реализовано на Среднеботуобинском месторождении в 2020 году.

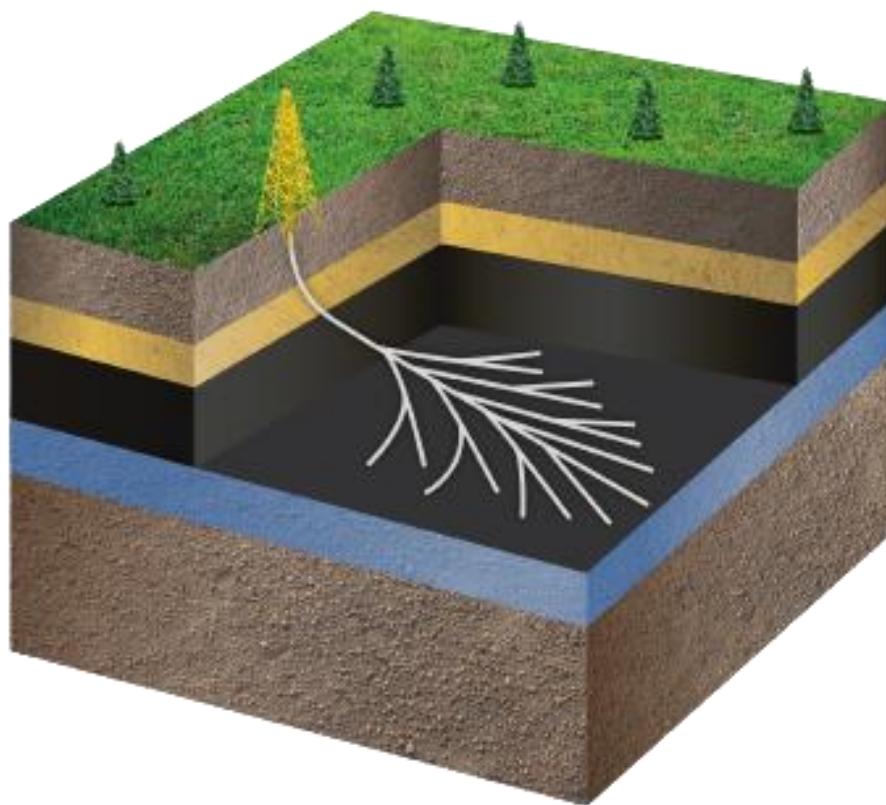


Рисунок 5 – Технология «Березовый лист»

Конструкция многозабойной скважины, строительство которой на Среднеботуобинском месторождении было осуществлено с применением данной технологии, представляет собой 15 боковых стволов, каждый из которых разветвляется на 2 ствола, что увеличивает зону дренирования в сравнении с технологией «Рыбья кость»[7-8].

Бурение скважины по данной технологии осуществляется с использованием стандартной компоновки низа буровой колонны, которые используются при бурении протяженных горизонтальных участков и включает в себя PDC долото, РУС, системы MWD и LWD, данные компоненты необходимы для точной и стабильной проводки скважины.

Принцип бурения боковых стволов заключается в следующем: бурится основной ствол, состоящий из своеобразных «траплинов» с зенитными углами 88 и 92 градуса, которые являются «заготовками» для будущих боковых стволов, амплитуда «траплинов» составляет 1,5 м (0,7 м вверх и 0,7 м вниз), затем после окончания бурения основного ствола, начиная с забоя, бурятся боковые стволы

по ранее пробуренным «трамплинами». Траектория скважины при подготовке ствола для бурения дополнительных стволов изображена на рисунке 4)

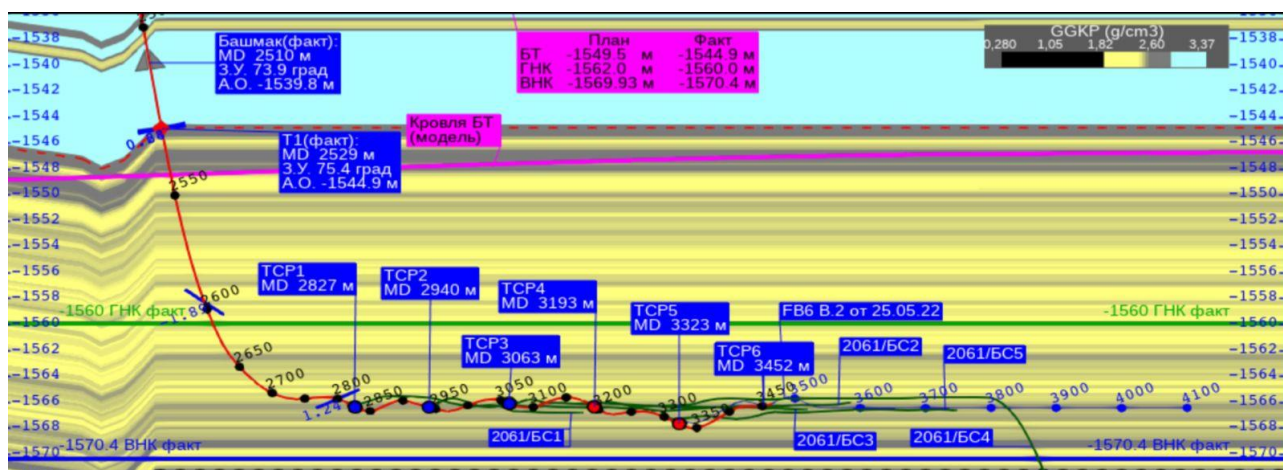


Рисунок 4 – Траектория скважины

Боковые стволы имеют протяженность 500 метров. Основной ствол обсаживается 114 мм перфорированным хвостовиком. Расстояние между секциями боковых стволов варьируется от 130 до 150 метров, которые разделяются набухающими пакерами. Затрубное пространство цементируется от точки Т1 до точки Т2. Стоит отметить, что боковые стволы не обсаживаются, поскольку коллектор, которые разрабатывался данной технологией, состоит из твёрдых пород, которые не склонны к осыпанию.

Стартовый дебит, при применении технологии «Березовый лист» на Среднеботуобинском месторождении, составил 402 т/сутки.

Сотрудниками Сибирского федерального университета была разработана секторная модель Юрубчено-Тохомского месторождения, которая была запущена с постоянным дебитом жидкости (вариант 1) и с постоянной депрессией на пласт (вариант 2), а также с различными конструкциями, а именно «Рыбья кость» с длиной проходки 2950 м (рисунок 6а), «Елка» с длиной проходки 3400 м (рисунок 6б) и «Березовый лист» с длиной проходки 2400 м (рисунок 6в). Результаты анализа построенной модели будут отображены в виде графиков: динамика роста накопленной добычи отображена на рисунках 7 и 10, динамика роста газового отображена на рисунках 8 и 11, динамика роста среднесуточной обводненности нефти отображена на рисунках 9 и 12

Показатели разработки месторождения: средний дебит по нефти составляет 67 т/сутки, по жидкости – 76 т/сут. Основные показатели разработки отображены в таблицах 1 и 2.

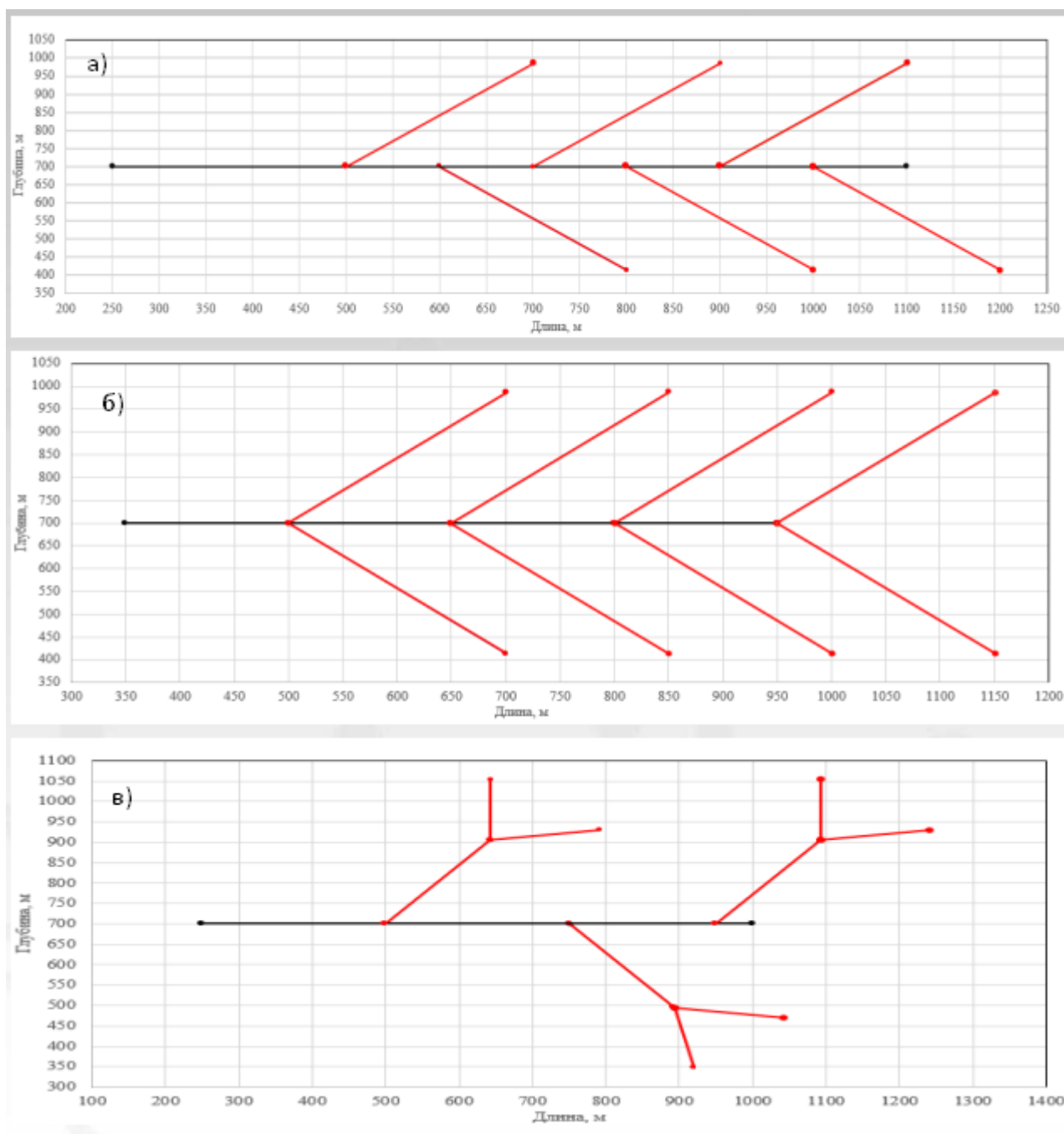


Рисунок 6 – Конструкции многозабойных скважин

Вариант 1 – Запуск модели с постоянным дебитом жидкости:

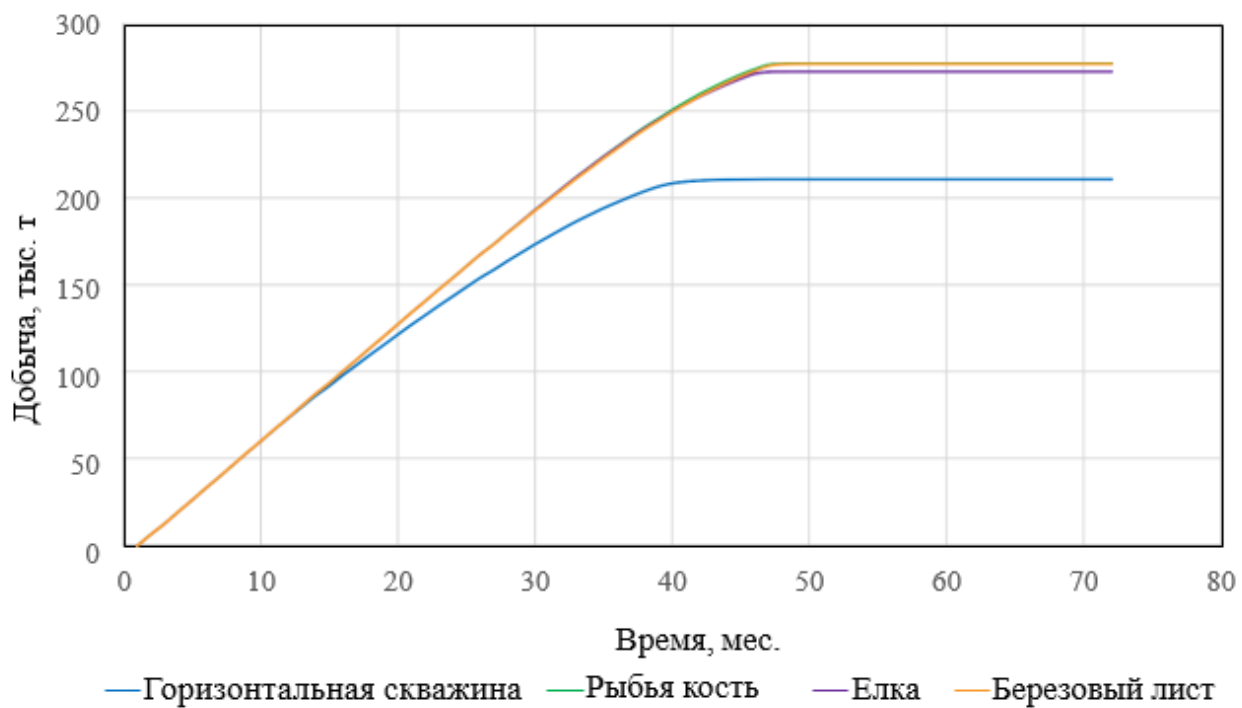


Рисунок 7 – Динамика роста накопленной добычи

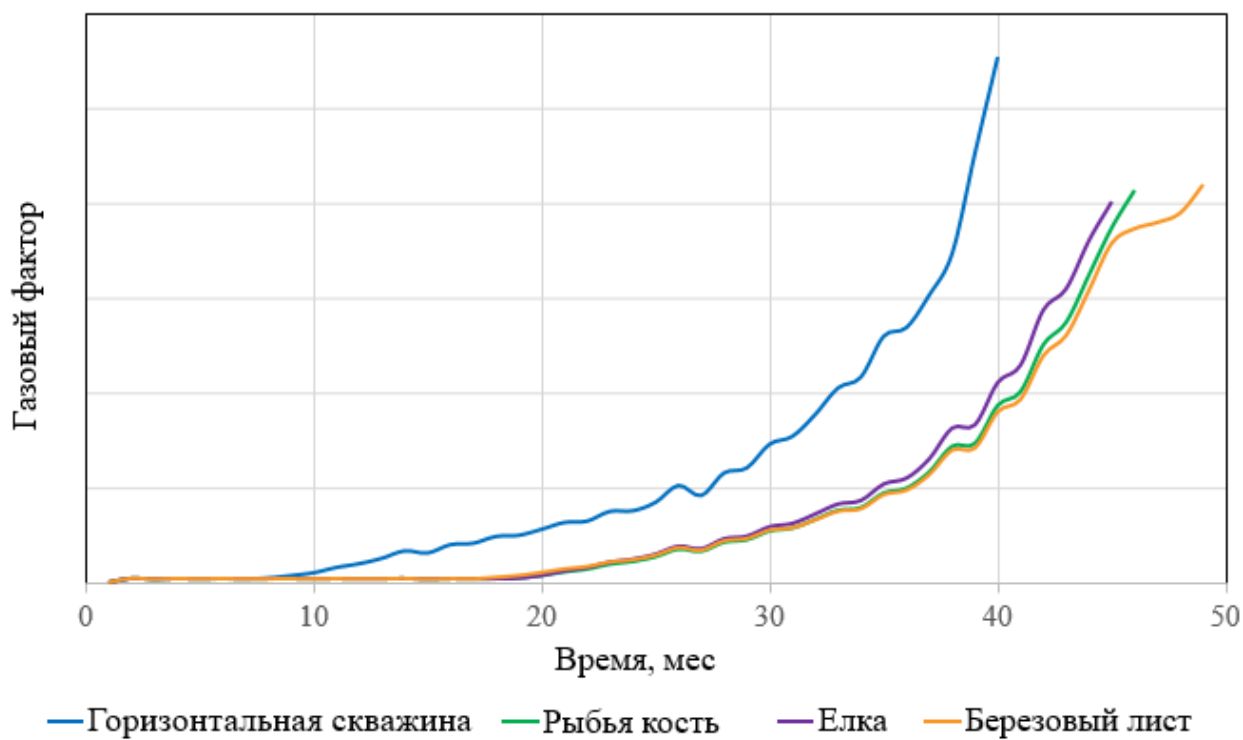


Рисунок 8 – Динамика роста газового фактора

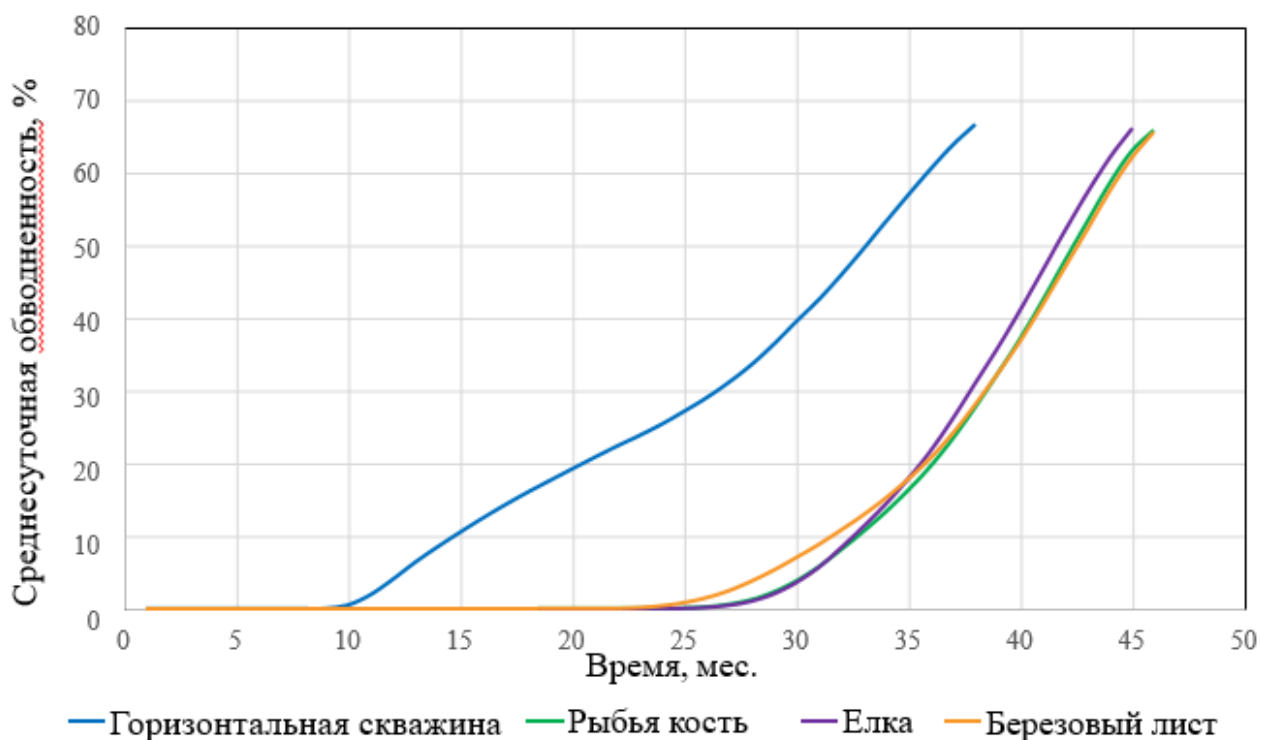


Рисунок 9 – Динамика роста среднесуточной обводненности нефти

Таблица 1 – Основные показатели разработки

Конструкция скважины	Показатели разработки		
	Накопленная добыча, млн.тонн	Обводненность, %	Длина проходки, метры
Горизонтальная скважины	211,26	66,69	1000
Рыбья кость	277,796	65,74	2950
Елка	273,174	66,22	3400
Березовый лист	277,493	65,56	2400

Исходя из таблицы 1 видно, что количество нефти на 1 метр проходки составляет:

- 94,17 т/м для конструкции «Рыбья кость»;
- 115,6 т/м для конструкции «Березовый лист».

Вариант 2 – Запуск модели с постоянной депрессией на пласт:

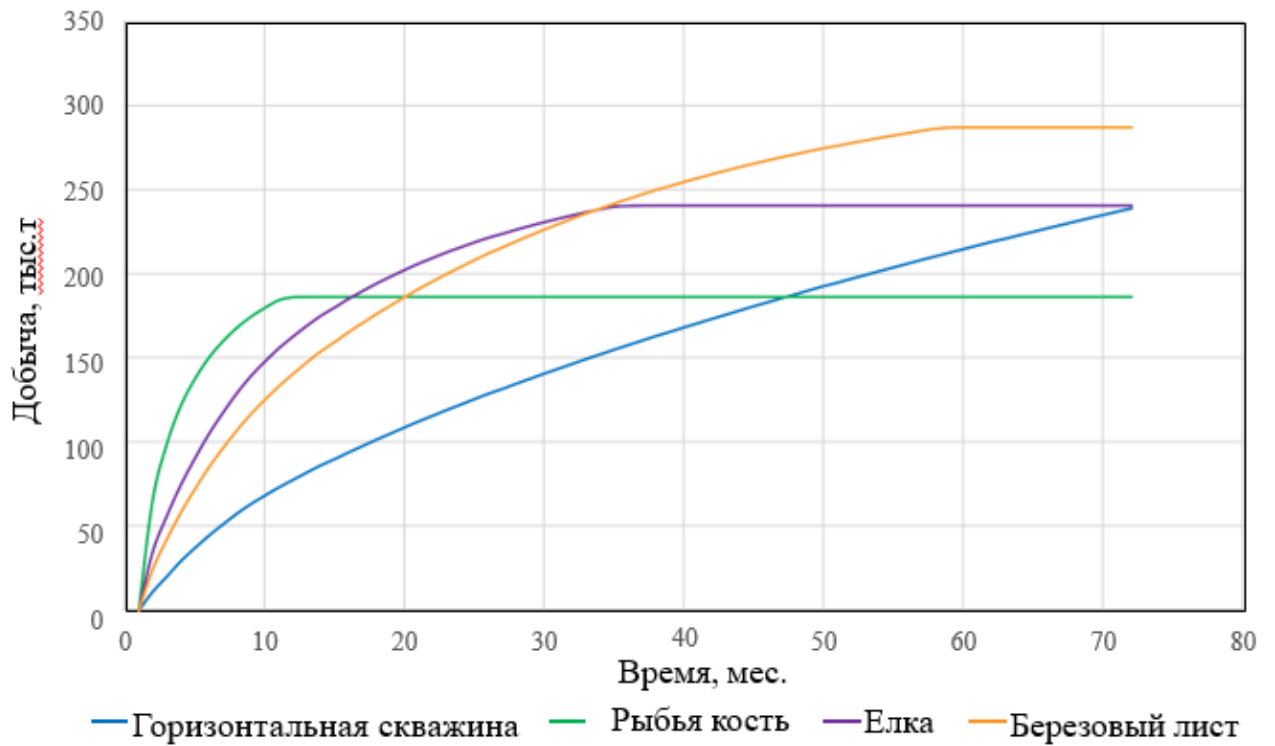


Рисунок 10 – Динамика роста накопленной добычи нефти



Рисунок 11 – Динамика роста газового фактора

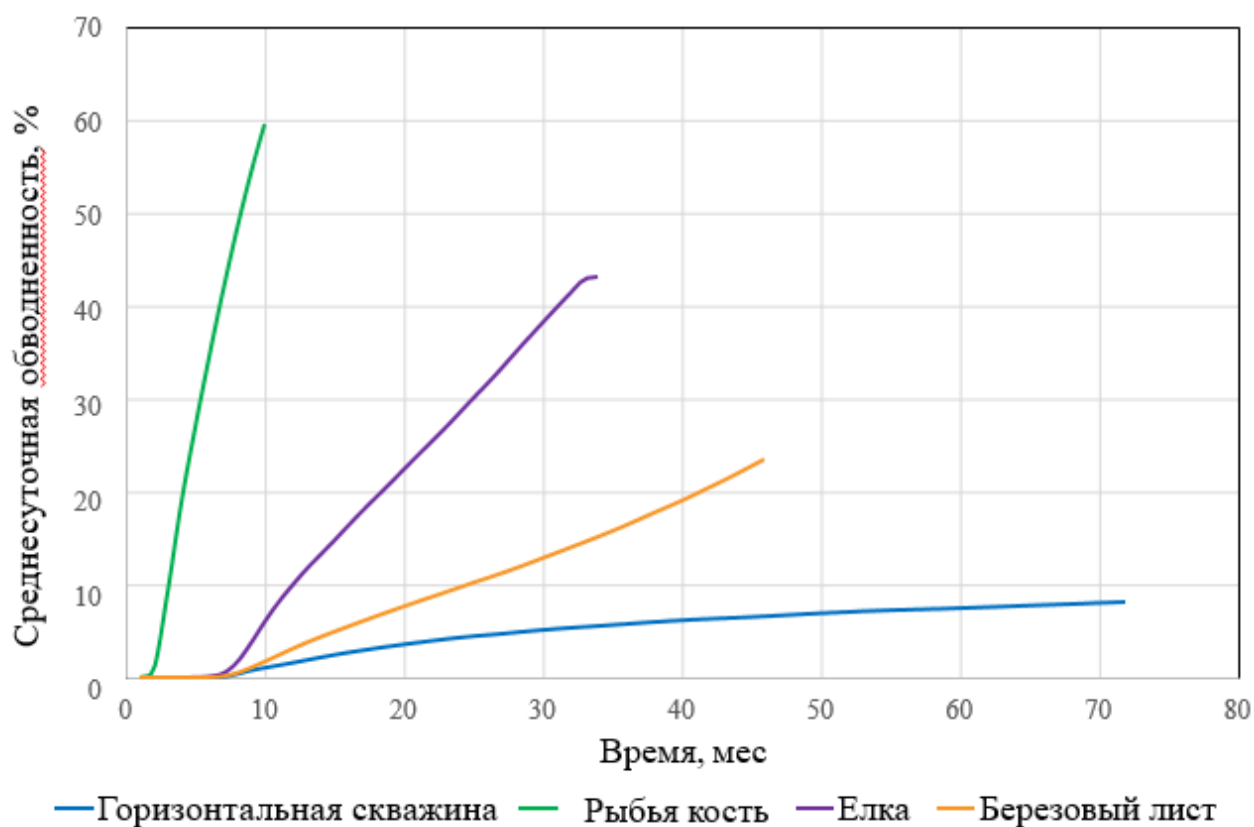


Рисунок 12 – Динамика роста среднесуточной обводненности нефти

Таблица 2 – Основные показатели разработки

Конструкция скважины	Показатели разработки		
	Накопленная добыча, млн.тонн	Обводненность, %	Длина проходки, метры
Горизонтальная скважины	239,04	8	1000
Рыбья кость	186,46	60	2950
Елка	240,56	43	3400
Березовый лист	287,04	33	2400

Анализ результатов запуска модели позволяет сделать вывод, что многозабойная скважина с конструкцией типа «Березовый лист» обеспечивает:

- большую накопленную добычу;
- увеличение коэффициента охвата и площади дренирования;
- увеличение времени работы скважины до возможного прорыва газа

2.2 Крепление скважины

2.2.1 Технология крепления скважин с использованием синтетических смол

Тампонажные растворы на основе синтетических смол характеризуются более высокими, в сравнении с традиционными тампонажными составами, физико-механическими свойствами. Однако синтетические смолы не нашли широкого применения из-за высокой стоимости используемых полимеров. К преимуществам рассматриваемых составов также можно отнести[9]:

- малая вязкость;
- отсутствие взвешенных частиц;
- высокая адгезия к поверхности горной породы и металла обсадной колонны;
- высокопрочный цементный камень;
- высокая стойкость к ударным нагрузкам;
- относительно низкая стоимость.

Ацетоноформальдегидная и резорцино-формальдегидная синтетические смолы являются оптимальными для использования в креплении скважин, что подтверждается исследованиями отечественных специалистов. Также стоимость данных смол гораздо ниже эпоксидных (примерно в 10 раз за тонну)[10-12].

В связи с высокой экотермичностью отверждения смол на сроки данного процесса в большей мере влияет объем приготавливаемого состава, что необходимо учитывать при приготовлении композиции в крупных объемах и при температуре окружающей среды выше 25 °С (результаты исследования времени отверждения состава на основе ацетоноформальдегидной смолы в зависимости от температуры представлены в таблице 3). Приготовление при таких условиях возможно с применением химических или технологических приемов[13]:

- применение катализатора реакции конденсации кислого, либо щелочного реагента;

- использование смесей синтетических смол, благодаря чему могут образоваться межмолекулярные водородные связи, что приводит к повышению прочности цементного камня и снижению хрупкости и усадки;
- применение установки КУДР-5, использование которой позволяет непрерывно осуществлять приготовление композиции и её закачу в скважину, при этом выделяющееся тепло от отверждения смолы рассеивается в колонне труб;
- производить закачу смолы и отвердителя через струйный насос, предварительно оттарировав расход смолы и отвердителя, что было осуществлено одним из месторождений НГДУ «Елховнефть»;
- осуществлять приготовление композиций при температуре окружающей среды менее 15 °С (зависимость времени процесса отверждения от температуры приведена в таблице 3).

Таблица 3 – Результаты исследования времени отверждения состава на основе ацетоноформальдегидной смолы в зависимости от температуры

Температура, °С	Время начала отверждения, ч-мин
25	1-15
20	2-20
15	3-00
5	4-10
0	8-00

Проанализировав таблицу можно заметить, что срок отверждения уменьшается при повышении температуры, что было подтверждено применением состава на основе ацетоноформальдегидной смолы на Бавлинском нефтяном месторождении.

В институте «ТатНИПИнефть» был разработан способ цементирования скважин с применением синтетических смол[14], суть которого заключается в последовательной закачке в затрубное пространство полимерного состава (альтернатива буферной жидкости), цементного раствора и модифицированного

цементного раствора (МЦР) на основе синтетических смол, объем которой должен обеспечить перекрытие продуктивного пласта на 10-20 м, достаточных для создания герметичного контакта с глинистой коркой и металлом обсадной колонны. Перекрытие более чем на 20 м нерентабельно ввиду увеличения стоимости процесса цементирования, а менее чем на 10 м ввиду снижения надежности разобщения пласта.

Образующийся цементный камень из МЦР обладает низкой хрупкостью, поэтому полимерцементный камень обладает высокой стойкостью к знакопеременным нагрузкам, которым он часто подвергается при перфорации, гидроразрыве пласта и эксплуатации скважины. Полимерцементный камень также обладает высокой коррозионной стойкостью.

Для приготовления МЦР можно применять ацетоноформальдегидную смолу, резорциноформальдегидную смолу и смолы на основе сланцевых фенолов.

Полимерный состав, который закачивается перед цементным раствором, взаимодействует с горной породой и глинистой коркой, равномерно в них распределяясь и отверждаясь, при этом образуя непроницаемый экран, помимо этого также повышаются структурно-механические свойства глинистой корки. Образовавшийся экран предотвращает переток жидкостей в системе ствол «скважины-пласт», что обеспечивает сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта.

Поскольку в данном способе отсутствуют буферные жидкости и связанные с ними технологические операции – сокращается время цементирования скважины в сравнении с традиционным способом.

Разработанный способ цементирования осуществляется в следующей последовательности:

1. Расстановка цементировочной техники, сборка и опрессовка нагнетательной линии на давление, в 1,5 раза превышающее ожидаемой рабочее при цементировании.

2. Приготовление полимерного раствора. В мерную емкость ЦА-320 набирают необходимый объем пресной воды, вводят NaOH и перемешивают 30 минут. Далее в приготовленную смесь добавляют ацетоноформальдегидную смолу и перемешивают 10 минут. Также могут использоваться другие синтетические смолы: ТСД-9, ТС-10, ФР-12.
3. Приготовление МЦР на основе ацетоноформальдегидной смолы, например. Для этого необходимо приготовить жидкость затворения портландцемента тампонажного: в мерную емкость ЦА-320 набирают необходимый объем пресной воды, вводят NaOH и перемешивают 30 минут, далее в приготовленный раствор добавляют ацетоноформальдегидную смолу и перемешивают 10 минут. После этого осуществляется перемешивание приготовленной жидкости затворения с портландцементом тампонажным.
4. Закачивание полимерного раствора, объем которого составляет 1-1,5% от цементного раствора.
5. Закачивание необходимого объема цементного раствора через осреднительную емкость.
6. Закачивание и продавка приготовленного МЦР.

Испытания полимерного раствора и МЦР приведены в патенте №2382172[14]. Результаты показали, что после взаимодействия раствора с глинистой коркой сохраняется нулевая проницаемость при перепаде давления в 7 МПа. Нарушение герметичности в системах «цементный камень-глинистая корка-порода» и «цементный камень-металлическая поверхность» при использовании цементного раствора на основе ацетоноформальдегидной смолы происходит при трехкратном перепаде давления, необходимым для нарушения контакта при использовании обычного цементного раствора.

Таким образом использование описанного способа цементирования и цементного раствора на основе синтетических смол обеспечивает повышение качества цементирования, сокращение продолжительности цементирования,

улучшение структурно-механических свойств глинистой корки, сохранение коллекторских свойств пласта и надежное разобщение пласта.

2.2.2 Технология крепления скважин одной порцией тампонажного раствора

Сотрудники компании Holcim разработали эффективную и экономичную замену двухступенчатого цементирования – OneCem LD. облегченный цемент плотностью 1,3 г/см³, применение которого позволяет заменить технологию двухступенчатого цементирования. Несмотря на плотность физико-механические свойства OneCem сопоставимы с свойствами цемента нормальной плотности. Были достигнуты прочность на сжатие 11 МПа через 24 часа и фильтрация 30мл/30 мин, при времени загустевания 11 часов.

Также была разработана многофункциональная добавки МПК-1, которая применяется в составе буферных жидкостей и цементных растворов.

Добавление МПК-1 в буферную жидкость позволяет регулировать реологические свойства. Может применяться в интервале плотностей жидкости 1,1-1,7 г/см³. МПК-1 позволяет регулировать реологию жидкости под конкурентные условия и гидродинамике в стволе скважины для сохранения иерархии жидкостей, используемых для цементирования скважины. Также применение добавки повышает стабильности и устраняет седиментирование буферной жидкости, что особенно актуально при креплении горизонтальных участков. Сравнение свойств тампонажного цемента обычного и с применением МПК-1 представлено на рисунке 13.

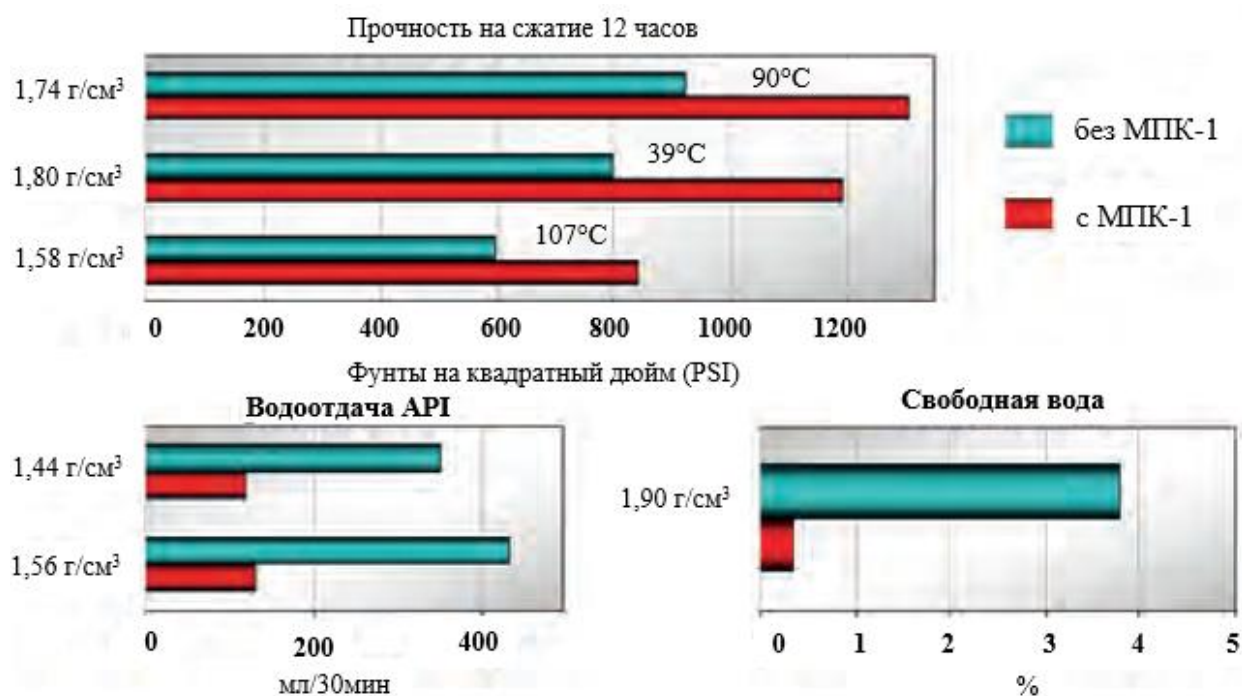


Рисунок 13 – Сравнение свойств тампонажного цемента обычного и с применением МПК-1

Добавление МПК-1 в тампонажные растворы позволяет улучшить физико-механические свойства цемента[15]

- повышение прочности цементного камня до 50%;
- снижение количества свободной жидкости и её удерживание в матрице цемента, водоотдача снижается до 70%/

Компанией ООО «СпецЦементСервис» также был разработан состав для крепления скважин одной порцией тампонажного раствора ГранЦем-7 плотностью 1,7 г/см³, создаваемое давление которого сопоставимо суммарному давлению составного столба облегченного тампонажного раствора и раствора нормальной плотности[17]. Свойства ГранЦем-7 представлены в таблице 4. Сравнение базовой технологии крепления и с применением универсального цемента ГранЦем-7 представлено на рисунке 14.

Таблица 4 – Свойства ГранЦем-7

Показатель	Значение
1	2
Диапазон рабочих температур, °C	от -5 до 75
Плотность раствора, г/см ³	1,68-1,72

Продолжение таблицы 4

1	2
Предел прочности цементного камня через 24 часа затвердевания при температуре 5 °С, МПа – при сжатии – при изгибе	более 3,5 более 1,5
Предел прочности цементного камня через 48 часа затвердевания при температуре 20 °С, МПа – при сжатии – при изгибе	более 20,0 более 7,0
Предел прочности цементного камня через 48 часа затвердевания при температуре 20 °С, МПа – при сжатии – при изгибе	более 5,0 более 2,0
Водоотдача при температуре 20 °С и давлении 7 МПа, см ³	30-50

Подробные результаты испытаний отображены в патенте №2733584[16].

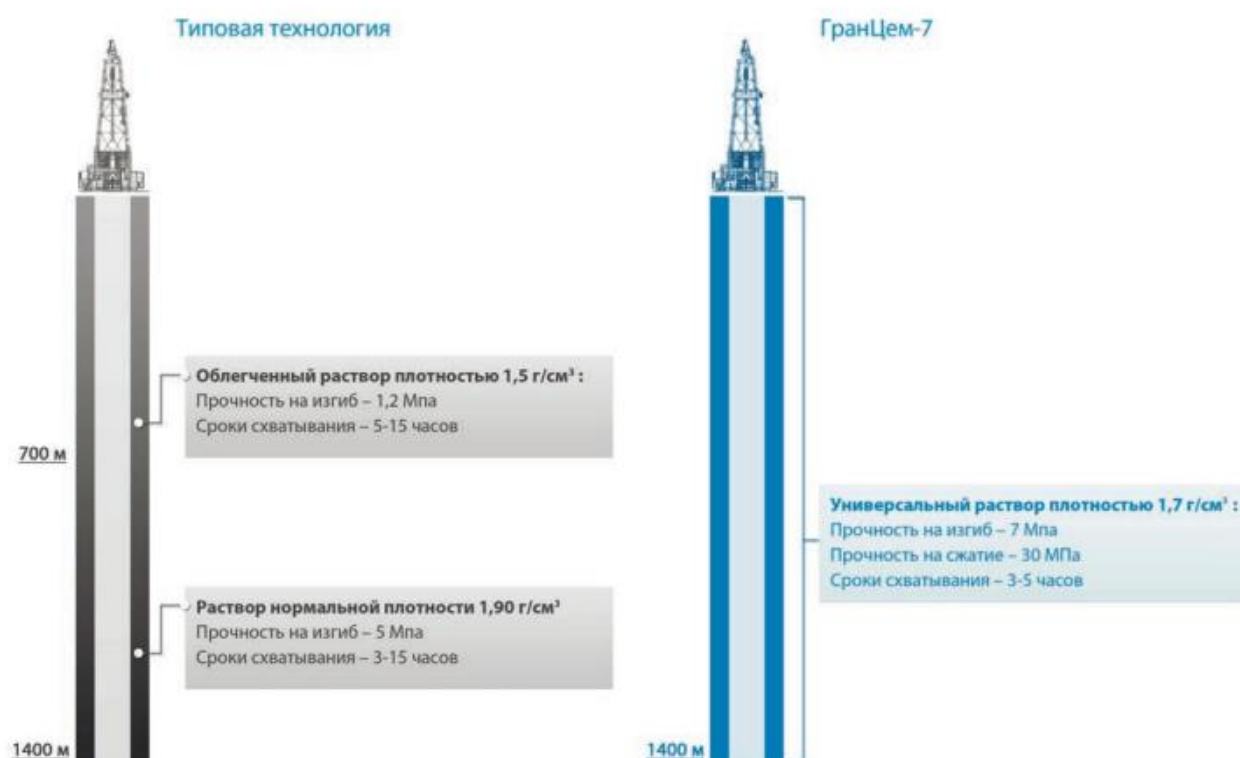


Рисунок 14 – Сравнение базовой технологии крепления и с применением универсального цемента ГранЦем-7

Технология использования тампонажного раствора единой плотности имеет следующие преимущества в сравнении с традиционной технологией:

- исключение дифференциации свойств тампонажных растворов (облегченный и нормальной плотности), что ведет к более качественной изоляции заколонного пространства;
- более эффективный и простой контроль свойств закачиваемого раствора;
- отсутствует необходимость перенастройки режима работы цементировочного комплекса после приготовления облегченного тампонажного раствора для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности;
- рассмотренные составы являются готовыми продуктами, что приводит к исключению дополнительных работ по приготовлению тампонажных растворов в процессе цементирования;
- физико-механические свойства рассмотренных составов не уступают свойствам тампонажного раствора нормальной плотности.

2.2.3 «Зеленый» облегченный тампонажный цемент

Компания Holcim в 2021 г разработали экологический облегченный тампонажный цемент ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet, свойства которого представлены в таблице 5.. Повышение экологичности обеспечивается благодаря использованию меньшего количества (до 30%) традиционных промежуточных продуктов (клинкер) при приготовлении смеси. Также при производстве цемента ECOPlanet снижаются выбросы (до 30%) в атмосферу в сравнении с производством обычных портландцементов.

Благодаря специальным добавкам достигаются высокие физико-механические свойства, что позволяет повысить качество первичного цементирования.

Таблица 5 – Свойства ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet

Показатель	Значение
Специальная добавки, %	25-27
Плотность, г/см ³	1,46-1,54
Водоотделение, %	0-1,3
Предел прочности при изгибе после 48 ч затвердевания при температуре 22 °С, МПа	1,8
Прочность на сжатие после 12 ч затвердевания при температуре 23°С, МПа	1,3
Прочность на сжатие после 12 ч затвердевания при температуре 23°С, МПа	3,3

Исходя из таблицы видно, что эконоцемент обладает высокой стабильностью, высокими прочностными характеристиками в сравнении с традиционными облегченными тампонажными растворами.

Сравнение характеристик ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet с распространенными рецептурами облегченных тампонажных растворов представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение характеристик ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet с распространенными рецептурами облегченных тампонажных растворов

Рецептура раствора	Плотность, г/см ³	Температура	Прочность, МПа		Водоотделение, %
			12 ч	24 ч	
ПЦТ-I-50	1,5	28	1,0	2,2	0,7
ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet	1,5	25	1,3	3,3	0,14

На Тимано-Печорском месторождении эконоцемент был протестирован при цементировании нижних секций с добавлением химических компонентов ООО «Химпром»[18]. Результаты тестирования приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты тестирования тампонажного раствора на основе ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet с химическими добавками ООО «Химпром»

Цемент	Добавки	Плотность	Температура	Прочность, МПа через 24 ч	Водоотделение, %	Водоотдача, мл/30 мин
ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet	WellFix FL Ultra (понижитель фильтрации) – 1,4% WellFix FT (наполнитель) – 0,2% ПТЖ 20 (пеногаситель) – 0,23%	1,51	40	5,0	0	38
ПЦТ-III-О65-50 ECOPlanet	WellFix FL Ultra (понижитель фильтрации) – 1,4% WellFix FT (наполнитель) – 0,2% ПТЖ 20 (пеногаситель) – 0,23%	1,51	60	14,3	0	48

2.3 Буровые растворы

2.3.1 Устройство для автоматического измерения плотности бурового раствора

Устройства для автоматического измерения параметров бурового раствора основаны на тех же принципах и методах, которые используются при традиционном (ручном) измерении параметров раствора.

Плотность бурового раствора играет важнейшую роль для предупреждения газонефтеводопроявлений и поглощений. В связи с этим необходимо обеспечить непрерывный мониторинг данного параметра.

Устройство, измеряющее плотность бурового раствора (денситометр), спроектировано на основании принципа, согласно которому плотность жидкости определяется весом её объема. Схематичная конструкция денситометра представлена на рисунке 15.

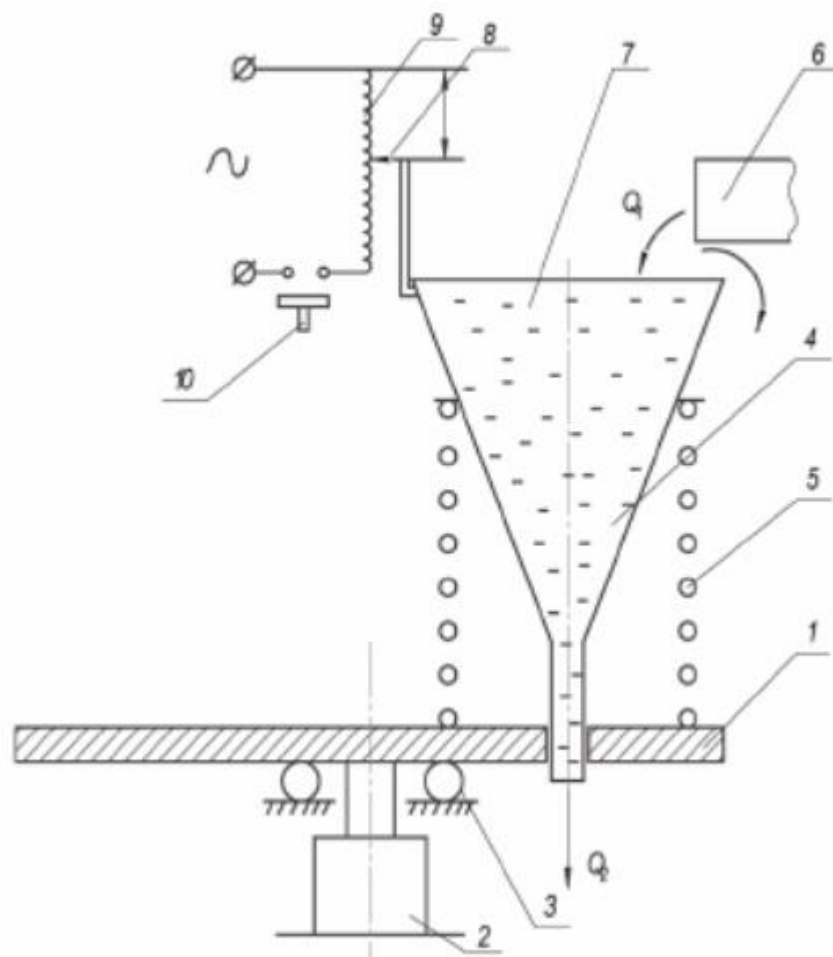


Рисунок 15 – Устройство для автоматического измерения плотности бурового раствора: 1 - поворотный стол, 2 - электродвигатель, 3 - подшипник, 4 - воронка, 5 - калиброванная пружина, 6 - канал подачи раствора, 7 - раствор, 8 - подвижный контакт, 9 - реостат, 10 - нормально-разомкнутый контакт, Q - расход бурового раствора

Для измерения веса раствора необходимо знать заполненный им объем. В качестве мерника объема используется воронка 4, с насадкой с малым проходным диаметров на выходе. Воронка закреплена калиброванной пружиной 5, опирающейся на поворотный стол 1. Для преобразования деформации пружины в электрическое напряжение сложит реостат 9, сигнал которого подается на микросхему для перевода результата замера в плотность, отображенной в виде числа на специальное табло. Результаты замера записываются в память устройства.

Реле времени задает интервалы времени, по истечению которых поворотный стол 1 останавливается в одной из двух позиций:

1. Позиция, остановившись в которой, воронка заполняется буровым раствором. В данной позиции производится замер.
2. Позиция промыва и очистки воронки водой.

Принцип работы устройства следующий: после истечения требуемого времени для очистки воронки 4 от остатков прошлой порции раствора водой расположенный на вращающемся диске реле времени кулачок подходит к нормально-разомкнутому контакту и, замыкая его, возбуждает пусковое реле электродвигателя 2, которое способствует вращению поворотного стола 1 до позиции 1, при достижении которой кулачок поворотного стола размыкает линию питания пускового реле и стол останавливается в позиции 1, при этом воронка располагается под каналом подачи раствора 6, который подается из приемной емкости.

Насадка с малым диаметром на выходе насадки способствует заполнению воронки, поскольку расход, поступающий из трубки 6, больше расхода, выходящего из насадки воронки. При заполнении воронки буровым раствором ее вес увеличивается, который сжимает пружину 5 и перемещая подвижный контакт 8 вниз по реостату 9. Излишки раствора, которые переливаются через край воронки, попадают на поддон и возвращаются в циркуляционную систему.

После заполнения воронки реле времени замыкает контакт, подающий напряжение на двигатель 2, при этом замыкается нормально-разомкнутый контакт 10, связывающий реостат с источником электропитания и микросхемой. На выходе реостата появляется измерительный сигнал – напряжение, которое пропорционально весу полной воронки (плотности раствора). Измерительный сигнал поступает в аналого-цифровой преобразователь, а после на табло, на котором отображаются единицы плотности. Стоит отметить, что измеренная плотность отображается на табло до следующего результата измерения.

После этого поворотный стол останавливается на позиции 2 и измерительный цикл завершается.

Помимо измерения плотности денситометр способен выявлять зашламованность и наработку бурового раствора, что актуально при бурении верхних интервалов, мягки пород и глин, поскольку образующийся шлам на забой выносится не в полном объеме ввиду недостаточного расхода промывочной жидкости и высокой механической скорости.

Если данная проблема не была своевременно выявлена и устранена, то это приведет к повышению плотности раствора, вплоть до критической, которая может привести к прихвату КНКБ или на определенной глубине может создать давление, превышающее давление гидроразрыва, который, в свою очередь, может привести к ГНВП.

Такое изменение параметров бурового раствора можно определить по разности плотностей выходящего из скважины и поступающего в скважину растворов.

Для этого количество позиций, в которых останавливается поворотный стол, увеличивается в два раза:

1. Позиция, в которой происходит заполнение воронки очищенным буровым раствором.
2. Позиция очистки воронки от порции очищенного бурового раствора.
3. Позиция, в которой происходит заполнение воронки выходящим из устья скважины раствором.
4. Позиция очистки воронки от порции зашламованного бурового раствора.

Принцип работы модифицированного денситометра аналогичен описанному выше, однако после преобразования напряжения в цифровой сигнал производится вычитание плотности очищенного раствора из плотности выходящего раствора. На табло отображается разница плотностей и плотность очищенного бурового раствора[19].

2.3.2 Устройство для автоматического измерения условной вязкости бурового раствора

Принцип работы и устройство измерителя вязкости, изображенного на рисунке 16, заключается в следующем: поворотный стол 1, на котором установлена измерительная воронка 4, вращается при помощи двигателя 2. За один полный оборот поворотный стол останавливается в трех позициях, которые также занимает воронка:

1. Промыв и очистка водой воронки 4, ниппеля 5 и поплавок 7 от остатков порции раствора.
2. Позиция, в которой происходит заполнение воронки буровым раствором.
3. Позиция, в которой производится измерение вязкости.

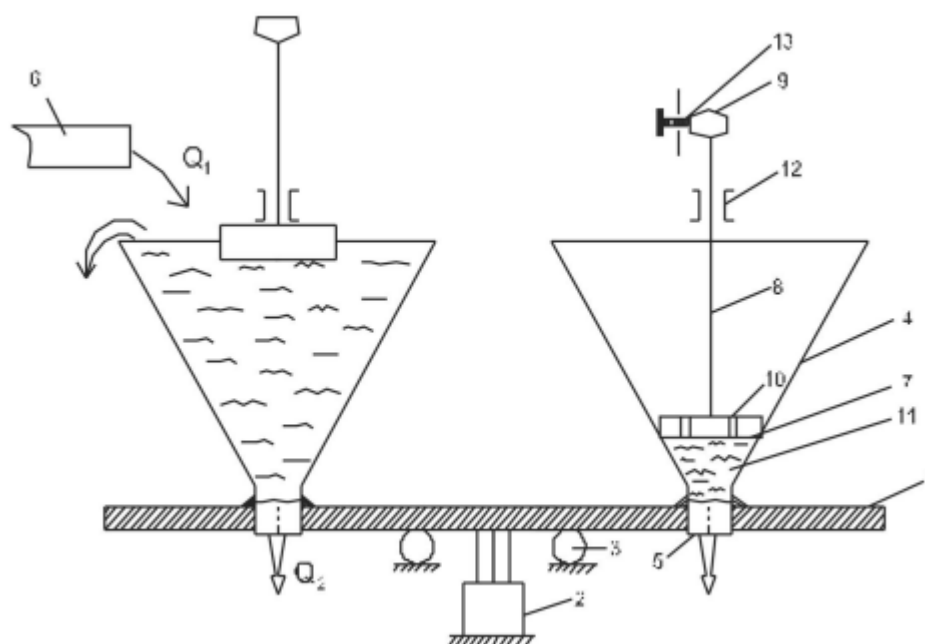


Рисунок 16 – Устройство для автоматического измерения условной вязкости бурового раствора. 1 - поворотный стол; 2 - электромотор; 3 - подшипник; 4 - воронка; 5 - ниппель; 6 - желоб; 7 - поплавок; 8 - стержень; 9 - наголовник; 10 - отверстие; 11 - раствор; 12 - центратор; 13 - нормально-замкнутый контакт

Поворотный стол останавливается в каждой позиции на определенное время, которое контролирует реле времени. При приближении поворотного

стола к одной из позиций, установленный на столе кулачок воздействует на нормально замкнутый контакт в линии питания двигателя, при этом разрывая контакт останавливается двигатель и поворотный стол с воронкой.

Реле времени представляет собой диск, с установленными кулачками, который вращается с постоянной скоростью. По истечении определенного количества времени, в течении которого поворотный стол и воронка находятся в одной из позиций, кулачок реле времени замыкает нормально разомкнутый контакт и возобновляет движение стола до достижения следующей позиции, при приближении к которой кулачок, установленный на поворотном столе, остановит вращение.

После истечения необходимого для очистки воронки от остатков раствора времени (позиция 1), кулачок, расположенный на диске реле времени, замыкает нормально разомкнутый контакт пускового реле, которое замыкает два нормально разомкнутых контакта: один подает напряжение на двигатель 2 поворотного стола и приводит его в движение, второй продолжает подавать напряжение на само пусковое реле, после того как кулачок реле времени проходит мимо исходного контакта (который в результате этого размыкается).

Далее, достигнув позицию 2, кулачок поворотного стола размыкает линию питания двигателя, тем самым останавливая стол с воронкой под желобом 6, который подает порцию очищенного бурового раствора. Принцип заполнения воронки аналогичен принципу заполнения воронки денситометра.

После истечения необходимого для заполнения воронки раствором времени реле подает напряжение на двигатель поворотного стола, который отводит воронку от подающего желоба. При этом уровень раствора в воронке начинает падать вместе с поплавком 7. В этот момент второй кулачок поворотного стола подает через пусковое реле питание на генератор калиброванных импульсов и на их счетчик, запуская процесс замера условной вязкости.

При достижении поворотным столом позиции 3, расположенный на нем кулачок останавливает вращение. При этом наголовник 9 штока 8 поплавок 7

занимает положение выше нормально замкнутого контакта 13. По истечению из воронки мерного объема бурового раствора наголовник 9 размыкает контакт 13, останавливая генератор калиброванных импульсов. Число импульсов, переведенное микросхемой в секунды, подается на демонстрационное табло и одновременно в блок памяти.

Далее поворотный стол приводится во вращения до достижения позиции 1, в которой он останавливается и располагает воронку под струей воды. Цикл измерения вязкости завершен[20].

Таким образом использование подобных устройств позволяет сокращать время, необходимое на подготовительные работы, снижает вероятность возникновения осложнения и аварий, связанных с изменением параметров бурового раствора, обеспечивает постоянный мониторинг с высокой точностью и накапливает базу данных с результатами измерений.

2.3.3 Использование наночастиц для регулирования свойств буровых растворов

Эффективность очистки скважины, транспортировка шлама на поверхность, потери давления при циркуляции и многие другие параметры сильно зависят от реологических свойств буровых растворов.

Так добавление НЧ TiO_2 в буровой раствор на водной основе способствует росту пластической вязкости в 13 раз и увеличению предельного напряжения сдвига в 2,9 раза.

Добавление НЧ SiO_2 в буровой раствор на водной основе также приводит в росту пластической вязкости в 2,9 раза, а предельное напряжение сдвига увеличивается в 5 раз. Добавление в полимерный раствор приводит в росту предела текучести в 1,5 раза.

Сотрудниками Сибирского федерального университета было проведено исследование влияния НЧ оксидов кремния, алюминия и титана на свойства

раствора на водной основе. Концентрацию варьировали от 0,25 до 2 мас.%, а размер от 5 до 100 нм.

Вязкость глинистых буровых растворов хорошо описывается степенной моделью:

$$\mu = K \cdot \gamma^{n-1}, \quad (1)$$

где: K – показатель консистенции, Па сⁿ;

γ – скорость сдвига, с⁻¹;

n – индекс течения.

Базовый глинистый раствор имеет следующие параметры: $K=0,069$ Па сⁿ, $n=0.658$, зависимости которых от концентрации НЧ SiO₂ разного размера представлены на рисунке 17.

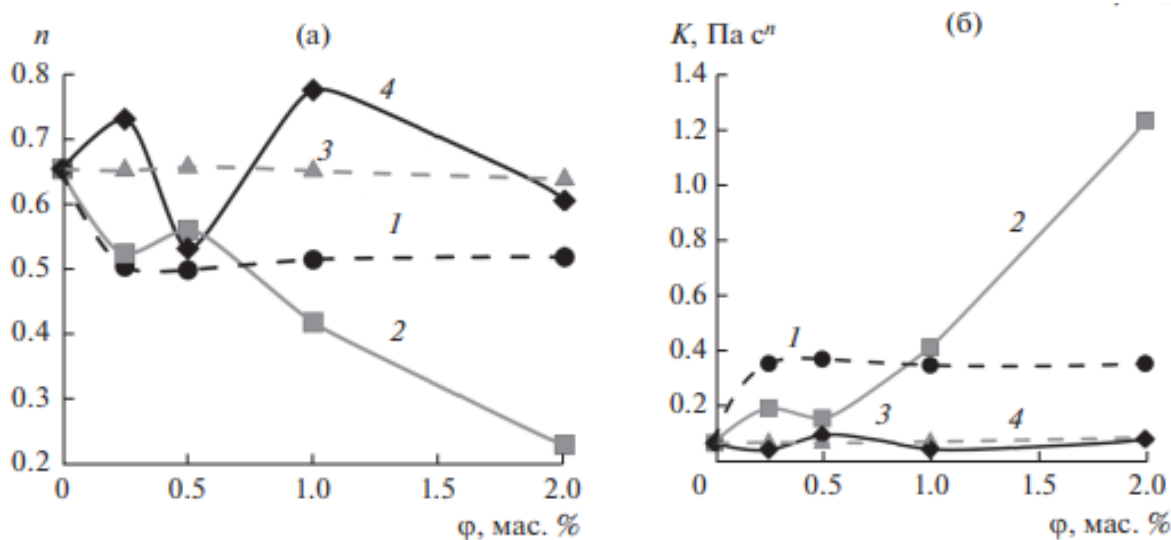


Рисунок 17 – Зависимости индекса течения n (а) и показателя консистенции K (б) суспензии глины от концентрации НЧ SiO₂ разного размера: 1 - 5 нм, 2 - 10 нм, 3 - 50 нм, 4 - 100 нм.

С увеличением концентрации НЧ значительно уменьшается индекс течения, а показатель консистенции увеличивается. При концентрации НЧ 0,25 мас.% показатель консистенции вырос практически в 5 раз. Стоит отметить, что использование НЧ в таких концентрациях практически не влияет на плотность раствора. Также исходя из рисунка видно, что с повышением размера НЧ влияние на параметры ослабевает.

Повышение вязкости, которое наблюдается при добавлении НЧ, способствует повышению эффективности очистки скважины, но при этом сильно возрастают потери давления, что в свою очередь может привести к осложнениям. Поэтому при выборе НЧ необходимо соблюдать баланс между этими параметрами.

Кроме концентрации и размеров НЧ на параметры раствора сильно влияет природа частиц. На рисунке 18 отображено влияние НЧ диоксида кремния (50 нм), оксида алюминия (43 нм) и диоксида титана (47 нм).

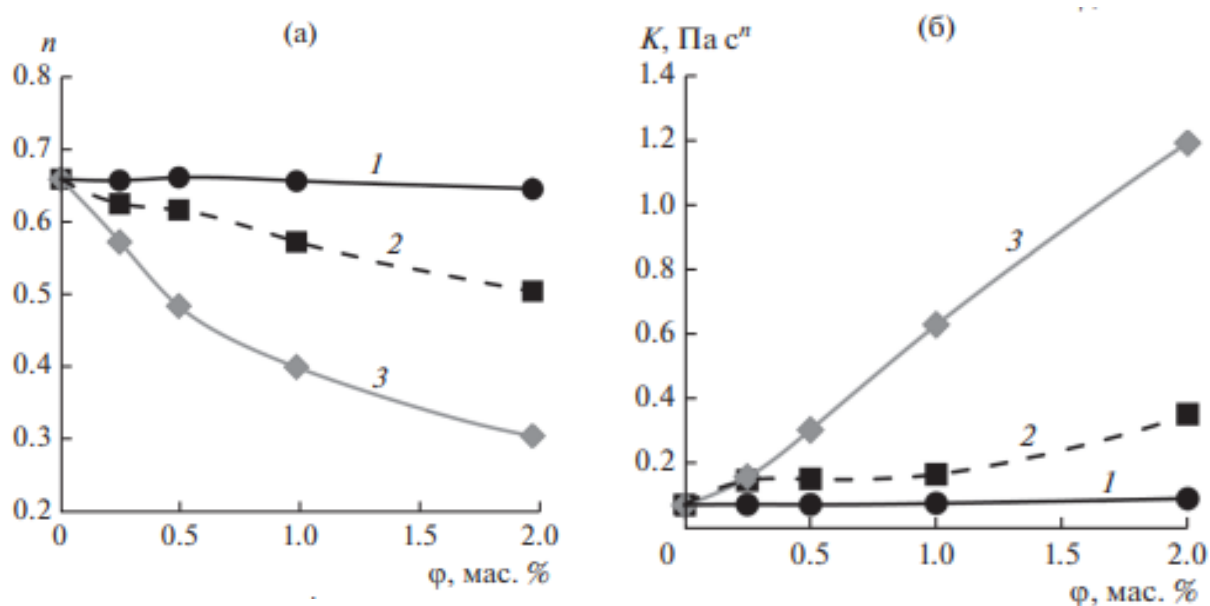


Рисунок 18 - Зависимость индекса течения n (а) и показателя консистенции K (б) глинистого раствора от концентрации НЧ разной природы:

1 - SiO₂, 2 - TiO₂, 3 - Al₂O₃

Проанализировав рисунок, можно сделать вывод, что наибольшее влияние реологию глинистого раствора оказывает НЧ оксида алюминия.

Также было проведено исследование влияние НЧ на реологию биополимерного бурового раствора, в качестве утяжелителя был использован баритовый микропорошок, концентрацию которого меняли от 10 до 39%. В раствор добавляли 2 мас.% НЧ оксида кремния размером 5 нм. Результаты исследования отображена в таблице 18

Таблица 8 – Влияние концентрации микрочастиц барита на предельное напряжение сдвига и пластическую вязкость бурового раствора в отсутствие и в присутствии НЧ диоксида кремния (1-базовый буровой раствор, 2- базовый буровой раствор, содержащий 2 мас. % наночастиц SiO₂)

Концентрация барита, мас.%	Плотность раствора, г/см ³	Предельное напряжение сдвига, Па		Пластическая вязкость, Па с	
		1	2	1	2
0	1	18,874	17,059	9,929	9,090
10	1,06	11,732	17,162	9,857	15,36
27	1,28	14,864	22,403	11,348	15,164
39	1,48	20,297	27,279	12,838	17,485

Исходя из таблицы видно, что введение 39 мас.% барита приводит к росту вязкости и предельного напряжения сдвига практически в 1,5 раза.

Использование НЧ для снижения фильтрации бурового раствора в пласт также дает положительный результат.

При добавлении 2 мас.% НЧ оксида алюминия снижаются фильтрационные потери на 22%, а при добавлении НЧ оксида титана на 38%[22], а при высоких температуре и давлении фильтрация уменьшается примерно в 10 раз. Влияние концентрации НЧ SiO₂ на фильтрационные потери показано на рисунке 19.

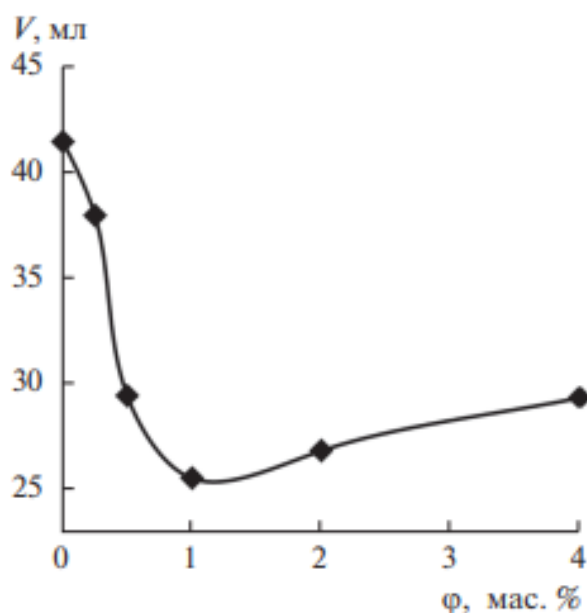


Рисунок 19 – Зависимость фильтрационных потерь от концентрации НЧ SiO₂

Наибольшее снижение фильтрации достигается при концентрации НЧ 1 мас.%. При дальнейшем увеличении концентрации фильтрационные потери увеличиваются. НЧ также влияют на структуру, качество и толщину фильтрационной корки, фотографии которых представлены на рисунке 20.

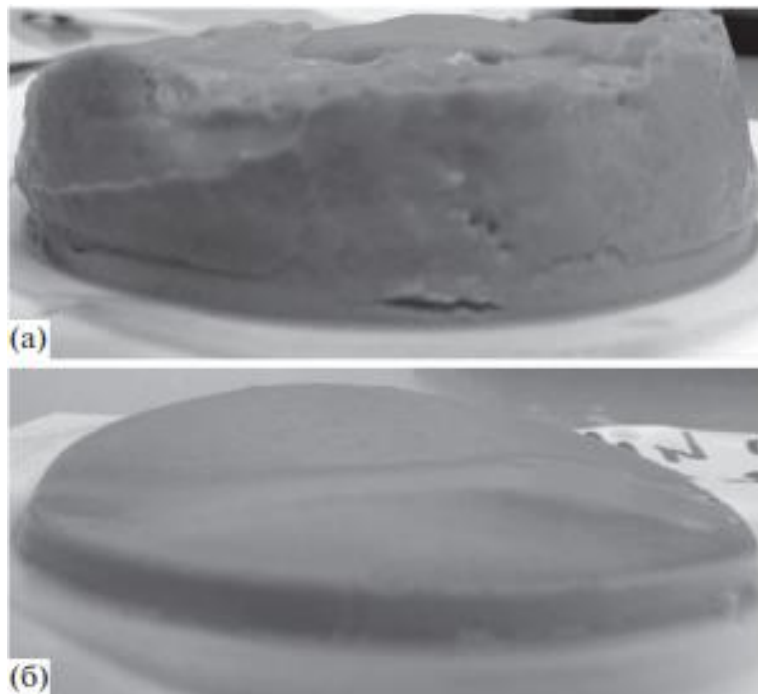


Рисунок 20 – Фотографии фильтрационных корок базового бурового раствора (а) и такого же раствора, содержащего НЧ SiO₂ (б)

Использование НЧ SiO₂ приводит к образованию плотной и тонкой (2-3 мм) корки и повышенной адгезии. При увеличении концентрации НЧ увеличивается и толщина корки. Улучшение качества фильтрационной корки связано с тем, что наночастицы заполняют пустоты в фильтрационной корке, тем самым делая корку более плотной и менее проницаемой.

Для изучения влияния размера НЧ SiO₂ на фильтрационные потери была принята концентрация 2 мас.%. С понижением размера НЧ уменьшаются фильтрационные потери, однако НЧ размером более 50 нм практически не оказывают влияния на фильтрацию раствора. Зависимость фильтрационных потерь от среднего размера наночастиц представлена на рисунке 21.

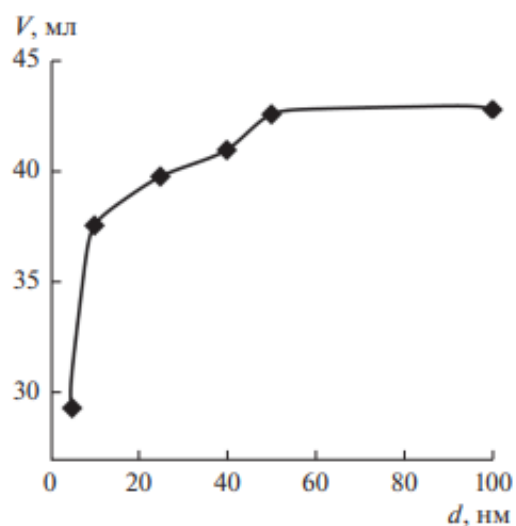


Рисунок 21 – Зависимость фильтрационных потерь от среднего размера наночастиц SiO_2

При использовании НЧ размером менее 40 нм образуется тонкая (2-3 мм) и прочная корка, а при размерах более 50 нм образуется более толстая и менее прочная корка. (рисунок 22).

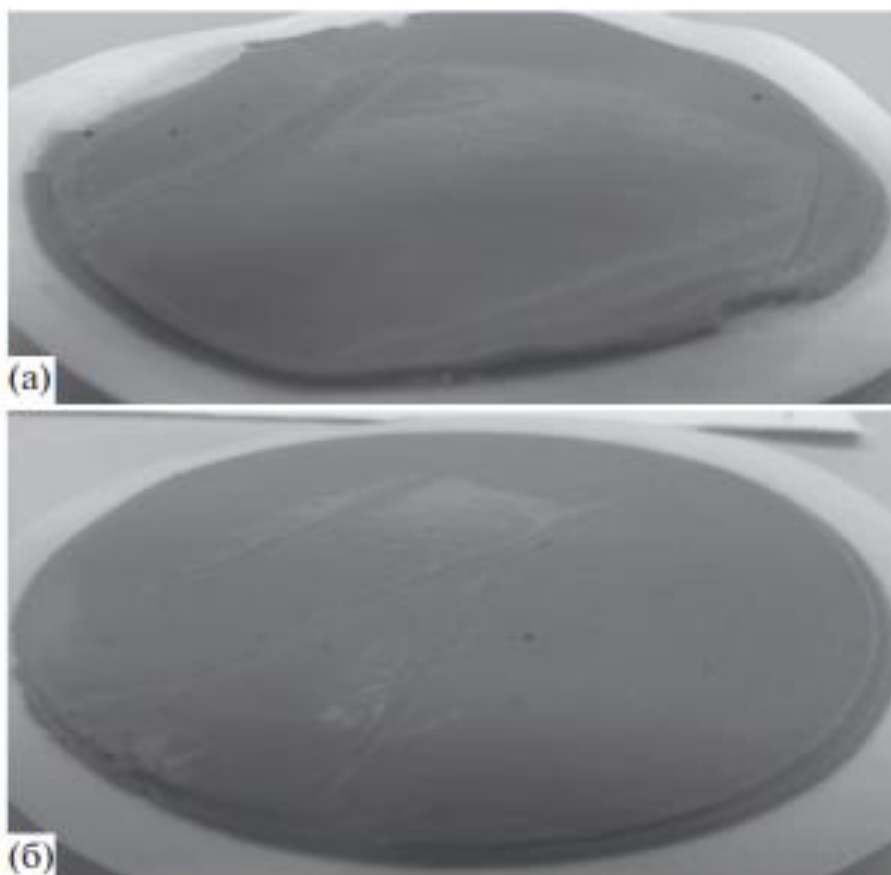


Рисунок 22 – Фотографии корок буровых растворов, содержащих 0.5 мас. % НЧ SiO_2 со средним размером 50 нм (а) и 5 нм (б)

На фильтрационные потери влияет также проницаемость и размер пор фильтра (горной породы, слагающей стенку скважины). Для проведения исследования были использованы НЧ SiO₂ размером 5 нм в концентрации 2 мас.%. С увеличением размера пор фильтра объем фильтрации увеличивается как для базового глинистого раствора, так и для такого же раствора с применением НЧ SiO₂. Тем не менее применение НЧ SiO₂ в любом случае приводит к меньшей фильтрации, в сравнении с базовым раствором.

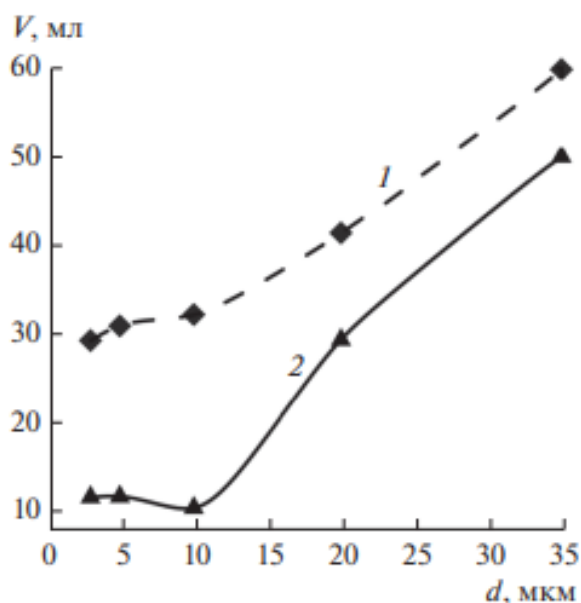


Рисунок 23 – Зависимости фильтрационных потерь от размера пор керамических фильтров для базового бурового раствора (1) и такого же раствора, содержащего 2 мас. % НЧ SiO₂ (2).

Наибольшая эффективность НЧ SiO₂ достигается при фильтрации в плохо проницаемый фильтр (размер пор менее 10 нм). Исходя из рисунка, можно заметить, что снижение фильтрации достигает трёхкратного размера. Также при фильтрации в плохо проницаемый образуется довольно плотная корка (1-2 мм).

Кроме того, с помощью НЧ можно снизить вероятность прихвата. Так при добавлении в буровой раствор НЧ в концентрации 0,5 мас.% снижается величина крутящего момента страгивания на 20%, а при концентрации 2 мас.% на 40%. Зависимость момента страгивания от концентрации наночастиц представлена на рисунке 24.

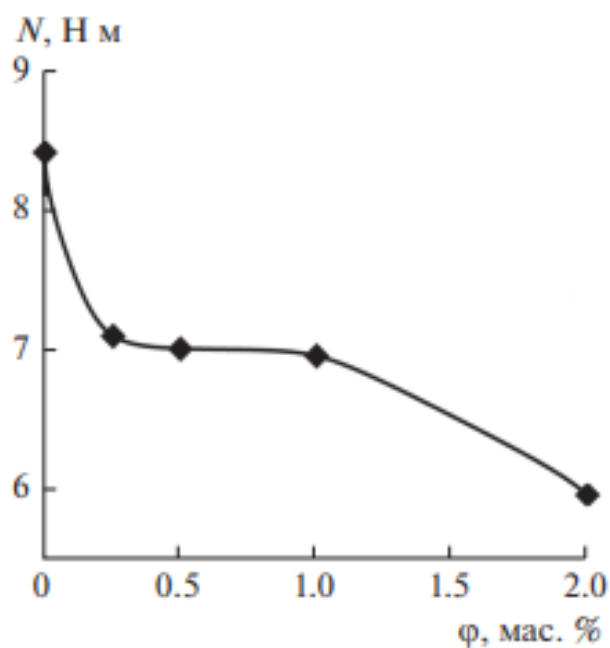


Рисунок 24 – Зависимость момента страгивания от концентрации наночастиц SiO₂ со средним размером 5 нм

Уменьшение крутящего момента страгивания способствует предотвращению прихвата и снижению коэффициента трения, что отображено на рисунке 25.

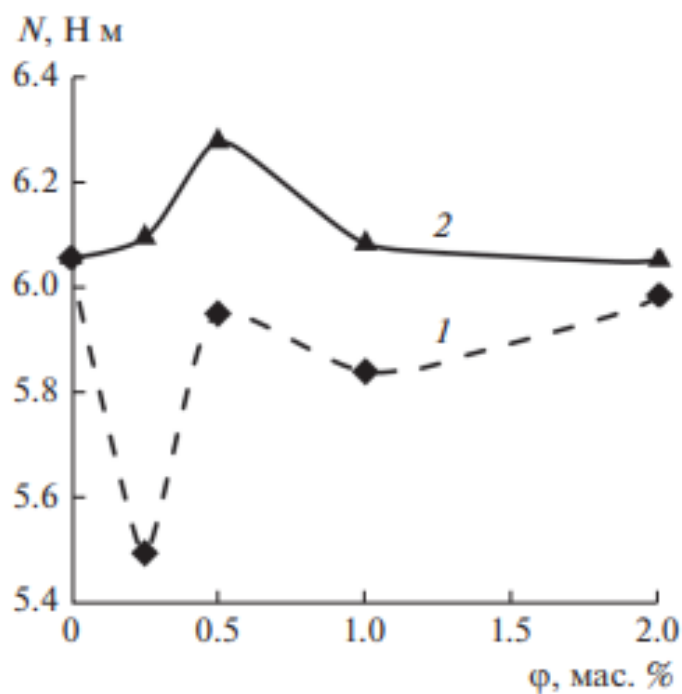


Рисунок 25 – Зависимости смазывающей способности N глинистого бурового раствора от содержания НЧ SiO₂ размером 10 (1) и 100 нм (2)

Можно заметить, что НЧ оказывают наибольшее влияние на смазывающую способность при меньших размерах[21].

Можно сделать вывод, что НЧ в области буровых растворов имеют большой потенциал, поскольку при маленьких концентрациях способны сильно улучшать свойства буровых растворов, при этом плотность раствора практически не меняется.

2.4 Наклонно-направленное бурение

2.4.1 Система бурения скважин iDrill

Система «iDrill» является разработкой ГК «Интегра» и предназначена для автоматической подачи бурильного инструмента.

Система состоит из шкафа автоматизированной системы интеллектуального бурения и пульта оператора, которые в совокупности представляют автоматизированную систему управления, предназначенную для автоматизации процесса проработки и бурения скважин буровой установкой, оборудованной буровой лебедкой с ручным механическим управлением ленточным тормозом или с гидравлическим приводом тормоза лебедки. Также АСУ может использоваться при спуске обсадных колонн и зарезке нового ствола.

Главными компонентами автоматизированной системы являются программируемый логический контроллер и панель оператора. ПЛК позволяет управлять оборудованием, которое подключено к блоку управления, а также осуществлять сбор данных с датчиков и вторичных приборов, помимо этого ПЛК имеет противоаварийную защиту оборудования и способен формировать тревоги низкого и высокого уровней. Панель оператора отображает информацию о технологическом процессе и в случае возникновения тревог высокого уровня сигнализирует об этом в виде сообщения бегущей строкой.

Для выполнения функции сбора информации с датчиков к ШАСИБ подключаются следующие элементы:

- ультразвуковой расходомер;
- преобразователь угловых перемещений, который используется для фиксации и контроля перемещения инструмента;
- датчик силы натяжения талевого каната, который измеряет вес на крюке;
- датчик крутящего момента ротора или ВСП;
- датчик измерения частоты вращения инструмента в роторе или ВСП;
- датчик, измеряющий давление в нагнетательной линии.

Характеристики ШАСИБ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики ШАСИБ

Параметр	Значение параметра
Номинальное напряжение питания, В	220
Частота питающей сети, Гц	50
Номинальный ток ввода, А	10
Связь с системами верхнего уровня	Сеть Ethernet TCP/IP
Габариты, мм	500x500x200
Масса, кг	30

Основным исполнительным механизмом является шаговый двигатель, который в автоматическом режиме управляет рычагом ленточного тормоза. Функцию аварийной остановки работы системы выполняет механизм аварийного разъединителя.

Запуска или остановка автоматизированной системы осуществляется с помощью кнопочного поста управления, который в случае нештатной ситуации останавливает работу системы в аварийном режиме.

Сенсорная ПО позволяет задавать необходимые технологические параметра и условия для индикации тревоги, а также отображает состояние работы системы. Основной вид сенсорного экрана панели оператора представлен на рисунке 26.

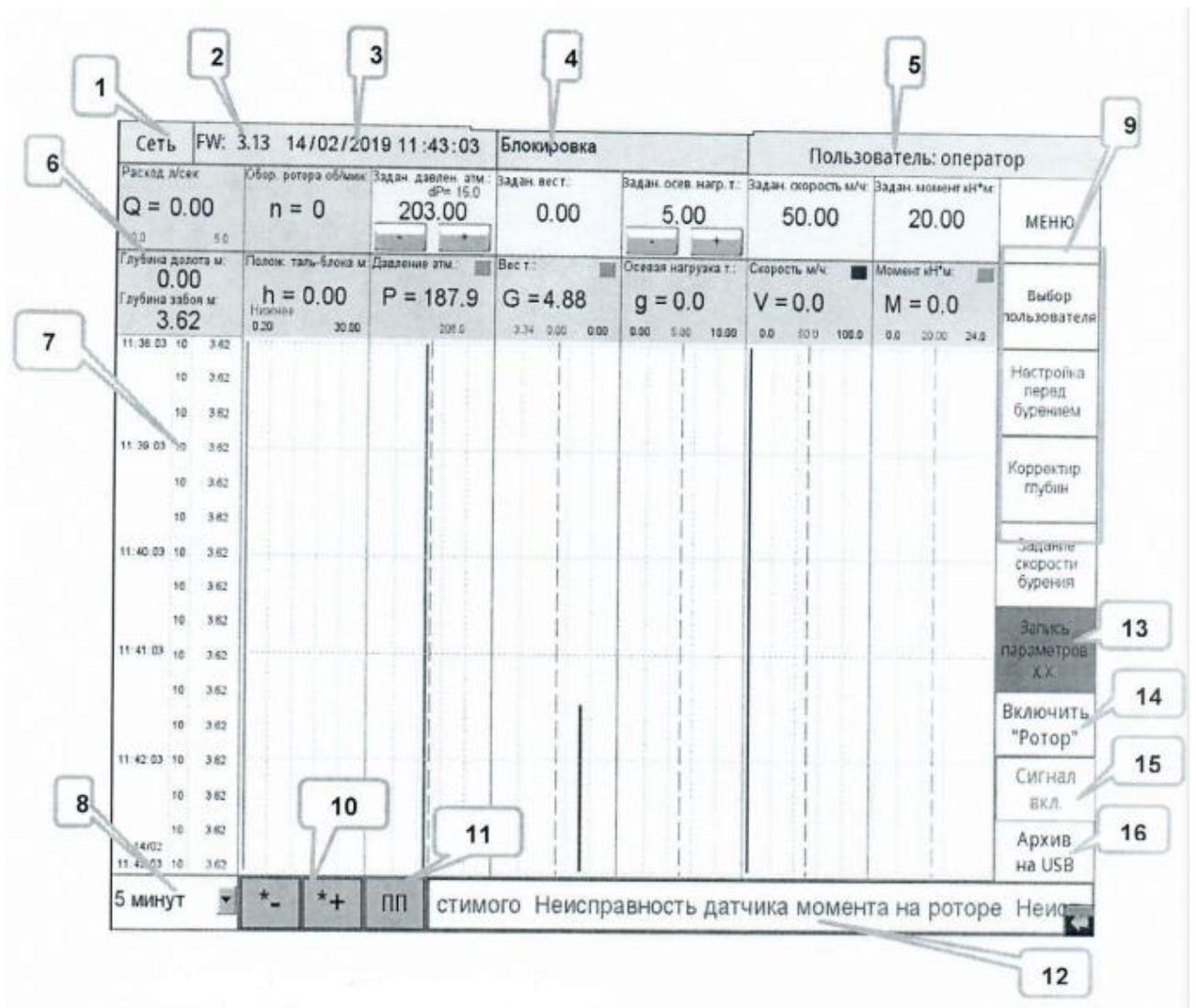


Рисунок 26 – Основной вид экрана панели оператора

На экране панели оператора отображены следующие данные:

1. Индикатор питания. Имеет два значения: работа от сети(сеть)/работа от источника бесперебойного питания (ИБП).
2. Версия программного обеспечения.
3. Время и дата.
4. Режим работы системы: блокировка. Имеет следующие режимы: ручной режим, остановка, бурения, проработка.
5. Имя пользователя.
6. Параметры системы. Отображаются в двух цветах: зеленые (на рисунке серые) ячейки – текущие параметры работы, желтые (на рисунке белые) ячейки – заданные параметры работы.

7. Глубина забоя и текущие параметры системы с временной шкалой (представлены в виде графиков). Также отображается режим работы системы в следующих обозначениях:

0 – ручной;

1 – авто-ротатор;

2 – авто-проработка;

3 – авто-слайд;

10 – автоблокировка.

8. Масштаб графиков. Может быть выбран 5 минут, 10 минут, 30 минут, 1 час, 4 часа и 24 часа.

9. Меню настроек.

10. Настройка яркости экрана.

11. Панель приборов.

12. Бегущая строка сообщения о тревоги.

13. Включение/выключение записи параметров холостого хода.

14. Включение/выключение режима ротора.

15. Включение/выключение светозвукового сигнала.

16. Запись архива информации на накопитель.

В меню настроек отображается информация о бурении и журнал тревог, осуществляется ввод характеристик винтового забойного двигателя и долота, настройка параметров перед бурением, настройка датчиков, настройка даты и времени, задается максимальная скорость проходки. Для сброса всех параметров и настроек к заводским установкам имеется кнопка инициализации.

В окне «Информация о бурении» задаются данные о заказчике, скважине, кусте, буровом подрядчике и операторах, которые взаимодействуют с применяемой системой.

Глубина положения долота определяется и записывается при достижении минимального веса на крюке для расчета глубины, который вводится в систему в меню настроек и обычно на 1-2 т больше веса самой тяжелой свечи, при использовании ВСП его вес суммируется с весом свечи.

При работе системы в режиме слайда контроль веса отключается и система работает по перепаду давления. Для этого в меню настроек активируется кнопка отключения контроля веса на крюке и при переходе в режим бурения слайдом система автоматически переключается на работу только по перепаду давления.

При настройке датчиков в программу вносятся паспортные характеристики и задаются верхние и нижние границы значений параметров.

Перед началом бурения в системе задаются рабочие и максимальные значения параметров работы системы (дифференциальное давление, расход, осевая нагрузка, момент на роторе и так далее), а также максимальные скорости бурения и проработки. Также калибруется датчик положения талевого блока, для этого необходимо опустить талевый блок в максимальное нижнее положение. Помимо этого, система способна самостоятельно определить максимальную скорость проходки на основании характеристик, используемых долота и ВЗД, расхода бурового раствора и частоты вращения инструмента.

Автоматизированная система интеллектуального бурения работает в двух режимах: адаптивный и обычный.

В адаптивном режиме, который является основным, система самостоятельно регулирует параметры работы в зависимости от забойных условий. После проведения процесса наращивания инструмента система продолжит бурение с использованием параметров, которые применялись до наращивания. При это необходимо задать максимальные значения параметров работы, указанных в паспортах используемого оборудования (паспортная нагрузка на долото, максимальный момент на роторе по паспорту, максимальный перепад давления на ВЗД по паспорту и т.д.)

Стоит отметить, что после длительного простоя перед бурением система приступит к приработке долота к забою, во время которой технологические параметры будут доведены до оптимальных постепенно.

Для изменения или проверки настроек во время работы не требуется останавливать автоматизированную систему, при изменении корректировании настроек система будет продолжать выполнять технологический процесс.

Обычный метод используется, когда рабочие значения параметров устанавливаются инженером-технологом, либо бурильщиком. Задаваемые параметры система не корректирует. Обычно используется при бурении ротором или при ограничении механической скорости проходки.

После монтажа системы и перед первым включением необходимо подсоединить пружину к рукоятке тормоза, убедиться, что тормозная система буровой лебедки надежно затормаживается с весом инструмента под действием пружины. Далее соединить цепь исполнительного механизма с рукояткой тормоза. После этого отжать кнопку запуска системы в работу, трос исполнительного механизма начнет наматываться на барабан шагового двигателя, в это время бурильщик должен следить за намоткой троса и вручную создавать небольшую натяжку до 3 кг. Длина цепи должна быть отрегулирована так, чтобы корпус аварийного разъединителя во время растормаживания буровой лебедки не доходил до «гусака» на 50-80 мм. Эта величина определяется в зависимости от состояния ленточного тормоза и характеристики талевой системы, при необходимости цепь удлинить или укоротить.

Система iDrill непрерывно считывает и контролирует показания датчиков, в зависимости от значений и сочетаний которых управляет тормозом буровой лебедки. Скорость опроса датчиков 10 миллисекунд.

При каждом отключении системы iDrill бурильщик обязан сразу оторвать долото от забоя, в отдельных случаях допускается выработка породы не более 20-30 секунд. Прорабатывать ствол перед наращиванием, не доходя до забоя 1 м, призабойный участок система проработает после наращивания.

Расход промывочной жидкости должен быть стабильным и неизменным при работе системы iDrill. В случае необходимости изменения расхода следует выключить систему, приподнять инструмент не менее 3-х метров, изменить расход и зафиксировать в системе новые параметры холостого хода, после этого

включить систему и продолжить проработку и бурения в автоматическом режиме. Не доходя до забоя в режиме проработки, система автоматически переключится в режим бурения примерно в 0,5 м от забоя. Эта величина может быть изменена при настройках системы.

АО «Оренбургнефть» провели опытно-промышленные испытания на 6 буровых площадках. Применение системы iDrill позволило сократить время механического бурения скважины на 1 сутки, а показатель механической скорости проходки в среднем по скважинам увеличился на 15%. Также снизились финансовые затраты на строительство 1 скважины на 5 млн.руб. На сегодняшний день Роснефть активно внедряет данную системы согласно стратегии «Роснефть-2022»[25].

2.5 Буровое оборудование

2.5.1 Автоматизированная буровая установка Drillmec НН

Гидравлические буровые установки Drillmec возникли в связи с необходимостью удовлетворить высокие требования современных компаний, занимающихся разведкой и добычей углеводородного сырья, которым требуется буровая установка с высокой производительностью, меньшими эксплуатационными затратами, минимальным воздействием на окружающую среду и высокой безопасностью. Компания Drillmec объединила все эти критерии в станках серии НН. Эта серия специально разработана для обеспечения безопасности, эффективности и скорости. Буровая установка данного типа (рисунок 27) значительно отличается по конструкции от традиционных буровых установок. Использование значительно отличающейся конструкции позволило повысить безопасность проводимых работ и технико-экономические показатели. Для автоматизации технологических процессов применяется различное гидравлическое оборудование.



Рисунок 27 – Буровая установка Drillmes NN

Грузоподъемность варьируется от 70 до 350 т, что позволяет осуществлять строительство скважины глубиной до 5000 м в зависимости от конструкции и профиля скважины. Также по требованиям заказчика грузоподъемность может быть увеличена до 600 т. Такая БУ была разработана и используется в Саудовской Аравии. Гидравлическая и традиционная буровые установки изображены на рисунках 28 и 29.



Рисунок 28 – Буровые установки одинаковой грузоподъемности 350 т

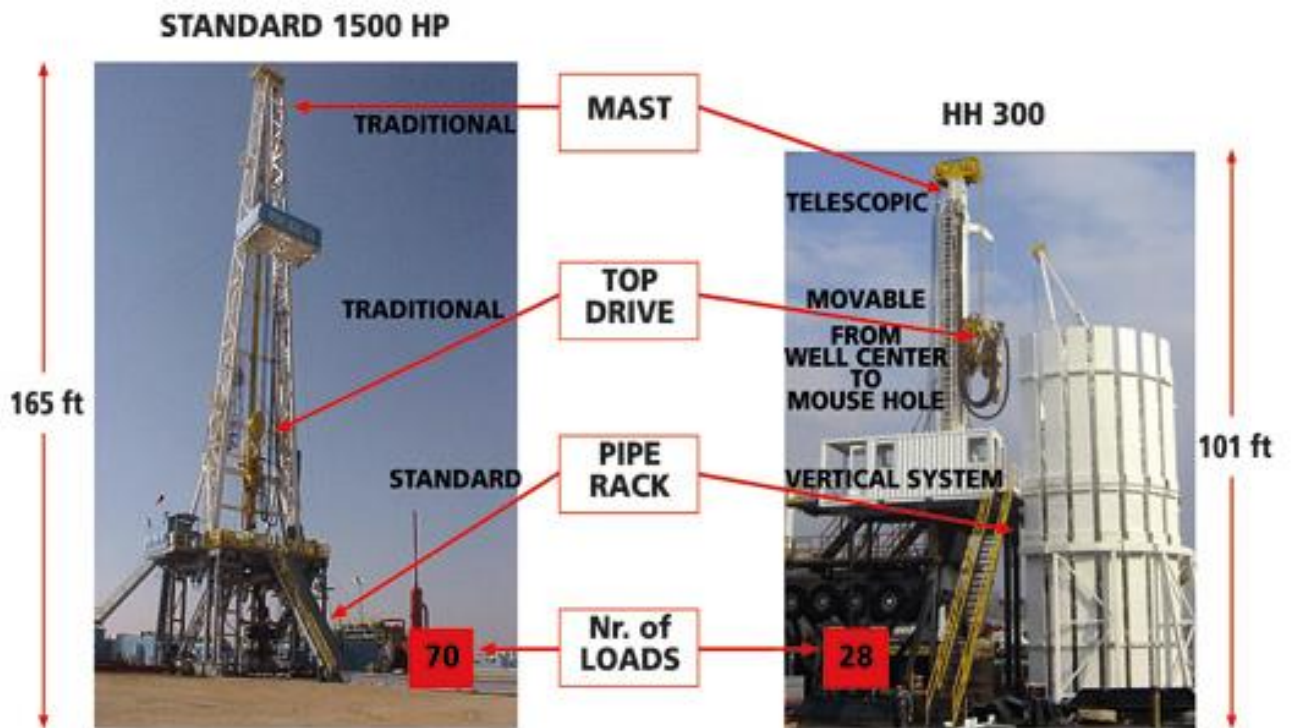


Рисунок 31 – Сравнение традиционной и гидравлической (серия НН) буровых установок с одинаковой грузоподъемностью

Телескопическая мачта смонтирована на базе полуприцепа (рисунок 29), на котором транспортируется как одно целое. Мачта является самоподъемной – с помощью гидравлических цилиндров выдвигается в рабочее положение на требуемую высоту.

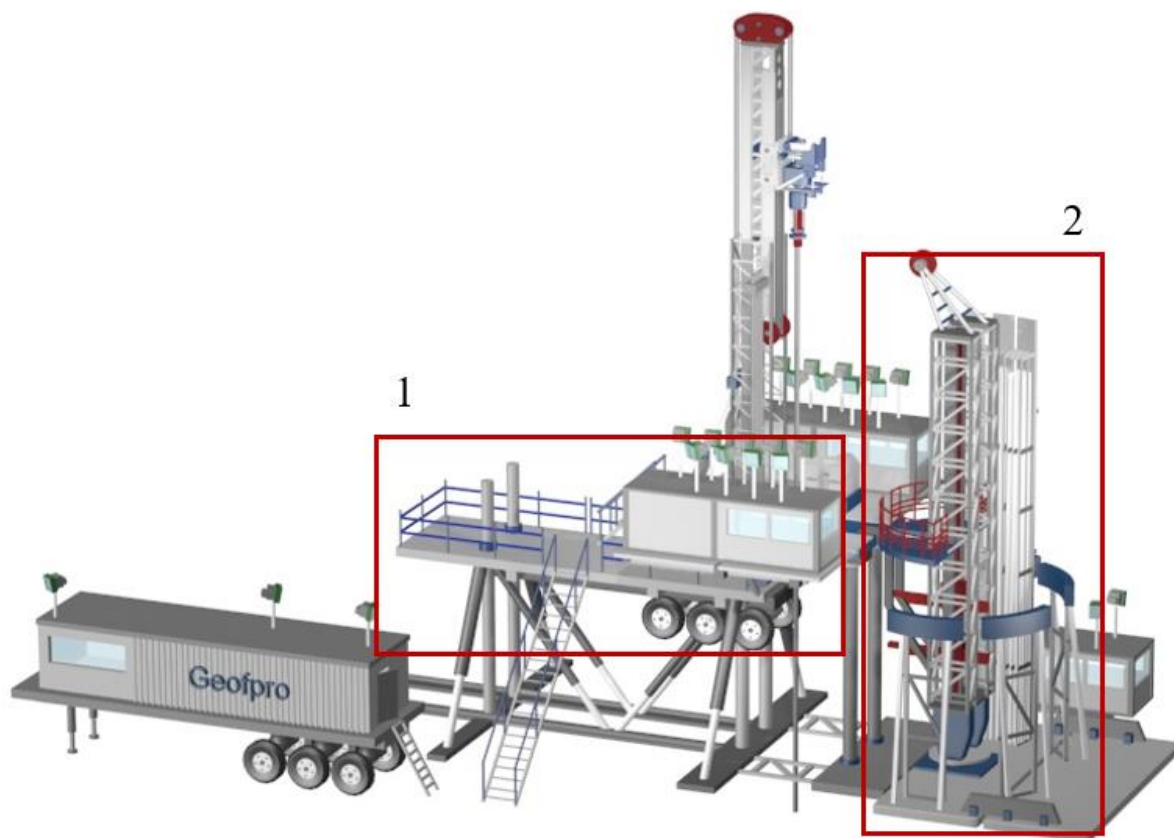


Рисунок 29 – Монтаж БУ Drillmes НН: 1 – телескопическая мачта на базе полуприцепа, 2 – автоматизированный трубный манипулятор

Спускоподъемные операции производятся без участия персонала на столе ротора и балконе верхового благодаря автоматизированному трубному манипулятор, управление которым осуществляется дистанционно из кабины бурильщика. В функции помощников бурильщика на роторном столе входят только смазывание резьбовых соединений инструмента и смена КНБК. Таким образом для выполнения различных технологических операций требуется меньшее количество работников. Также автоматизация, например, процесса СПО, обеспечивает высокую безопасность проведения работ персоналом, поскольку отсутствует непосредственное взаимодействие с вращающимися механизмами (трубами), трубными ключами. СПО могут производиться в независимости от времени суток и погодных условий. Нарращивание производится одной трубой, однако автоматизация этого процесса позволяет достигнуть скорость СПО 600м/ч.

Помимо этого, исключается работа на приемных мостках с трубами и штропами, исключается возможность срыва трубы и её дальнейший полет на мостки при затаскивании на стол ротора, что может привести к человеческим жертвам. Трубная продукция располагается в специальных кассетах, которые также выполняют функцию бурового укрытия.

В телескопическую мачту интегрированы мощный гидроцилиндр и система верхнего гидропривода. Такая конструкция позволяет отказаться от буровой лебедки, талевой системы и балкона верхового, соответственно верхового рабочего. Изначально мачта прибывает на рабочую площадку в сложенном горизонтальном состоянии, далее база мачты (полуприцеп) поднимается на требуемую высоту подроторного основания, а после мачта поднимается в вертикальное положение двумя гидроцилиндрами.

Верхний гидропривод способен перемещаться не только в вертикальном направлении, но и в горизонтальном, что позволяет перемещать трубы из шурфа к скважине для наращивания и обратно. Также верхний привод оборудуется динамометрическим ключом.

Автоматизированный трубный манипулятор может поворачиваться внутри вертикальных стеллажей для бурильных труб, которые расположены вокруг буровой площадке. Количество стеллажей зависит от размера и типа БУ. Захваты трубного манипулятора установлены на вертикальной вращающейся башенной опоре и оборудуются двумя зажимами каждый, которыми манипулятор захватывает бурильные трубы из стеллажей и перемещает их в шурф и обратно при подъеме инструмента.

Стеллажи-магазины труб транспортируются и монтируются в полностью загруженном состоянии, что снижает время на погрузку-разгрузку в сравнении с традиционным вариантом. Один стеллаж способен разместить до 16-ти труб. Пустые стеллажи можно заменить на полные во время бурения.

Гидравлический трубный ключ монтируется позади закрепленной части основания мачты, доступна регулировка по высоте. Ключ управляется с пульта

бурильщика (рисунок 30) и производит свинчивание/развинчивание трубных соединений без использования ручного труда.



Рисунок 30 – Пульт оператора-бурильщика

Данная БУ способна создавать дополнительную осевую нагрузку на долото от 20 до 40 т.

Вес и размеры узлов и самой буровой гораздо меньше традиционной БУ с такой же грузоподъемностью. Помимо этого основные модули БУ смонтированы на полуприцепах, что значительно сокращает время на монтаж/демонтаж.

Процесс бурения можно осуществлять в автоматическом режиме с постоянной нагрузкой на долото или частотой вращения инструмента, которые задаются на пульте бурильщика. Диаграмма сравнения средних показателей бурения традиционной и рассматриваемой буровых установок приведена на рисунке 32.



Рисунок 32 – Диаграмма сравнения средних показателей бурения традиционной и рассматриваемой буровых установок

Как уже упоминалось ранее буровая установка типа НН обеспечивает высокий уровень безопасности. Так, например, исключается возможность повреждения рук и пальцев при работе с инструментом при наращивании, а также исключаются инциденты, связанные с взаимодействием с ключами, лебедкой или цепью. Подобные несчастные случаи связаны с движущимися и вращающимися механизмами, взаимодействие с которыми сведены к минимуму. Также отсутствие балкона верхового исключает падение с высоты и травматизм, связанные с халатным отношением к безопасности ведения работ и несчастными случаями[26,27].

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Сметная стоимость

В данном разделе отображена экономия денежных и временных средств при применении опции «Купол», эффективность которой подтверждена опытно-промышленными работами на Восточно-Мессояхском месторождении. Согласно ОПР (рисунок 33) сокращение времени строительства скважины составляет 10 часов. Сокращение времени осуществляется на стадии бурения интервала под кондуктор.



Рисунок 33 – Результаты ОПР

3.1.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Расчёт размеров отводимых участков для сооружений скважин осуществлялся согласно нормам отвода земель для сооружений геологоразведочных скважин [28]. Далее производился расчет стоимости подготовительных работ согласно СНиП IV-2-82 [29]. Результаты отображены в таблице В.1 приложения В. Размеры отводимых участков отображены таблице 10.

Таблица 10 – Размеры отводимых участков

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га	Источник нормы отвода земель
Площадка под буровую	2,85	СН-462-74
Площадка под факел для сжигания нефти и газа	0,8	СН-462-74
Площадка под емкости для сбора нефти и загазированной промысловочной жидкости	1,4	СН-462-74
Площадка под жилой поселок	0,28	СН-462-74
Вертолетная площадка	2,12	Аэропроект, М-1984
Итого	7,45	

3.1.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ производился согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 [30-33]. Результаты приведены в таблице В.2 приложения В.

3.1.3 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

3.1.3.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [34].

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле 1:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (1)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу по формулам 2-5.

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (2)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (3)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (4)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (5)$$

где: $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 68,3 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,6 часа; на сборку вышки – 306 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 234,6 часов; на сборку оснований насосного блока – 262 часов; на монтаж буровой установки – 75,8 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы рассчитывается по формуле 8 составляет 1100,3 часов или 46 суток:

$$\sum T_{мон} = 68,3 + 153,6 + 306 + 234,6 + 262 + 75,8 = 1100,3 \text{ ч} \quad (8)$$

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 28,7 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 8,52 часов; на работы по вызову притока флюида – 16,05 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 39,11 часа; на работы по задавке скважины – 9,56 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 11,01

часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин рассчитывается по формуле 7 и составляет 112,9 часов или 4,7 суток:

$$\sum T_{исп} = 28,7 + 8,52 + 16,05 + 39,11 + 9,56 + 11,01 = 112,9 \text{ ч} \quad (9)$$

Нормы механического бурение на проектируемом месторождении представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Нормы механического бурение на проектируемом месторождении

Нормативные пачки	Интервал по стволу, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,02	400
2	50	740	690	0,027	500
3	740	1554	814	0,06	3200
4	1554	3417	1863	0,08	3200

3.1.3.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле 10:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (10)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле 11:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (11)$$

где: $t_{сно}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле 12:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (12)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле 13:

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м}, \quad (13)$$

где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Результаты определения рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты определения рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения

Параметр	Значение
Механическая скорость V_m , м/час	15,7
Рейсовая скорость V_p , м/час	13,5
Коммерческая скорость V_k , м/ст.мес	5265 (5381)
Средняя проходка на долото по скважине h_{cp} , м	683,4

Примечание: жирным выделена скорость при использовании опции «Купол»

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.3. приложения В. Сводная таблица продолжительности бурения в сутках отображена в таблице 13.

Таблица 13 – Сводная таблица продолжительности бурения в сутках

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.
			от (верх)	до (низ)	
1	Направление Итого: 0,73 сут	0,55	0	50	0,18
2	Кондуктор Итого 2,59 сут 2,17 сут*	1,16	50	740	1,43 1,01*
3	Промежуточная Итого: 4,90 сут	1,38	740	1554	3,52
4	Эксплуатационная Итого: 11,25 сут	2,09	1554	3417	9,16
Всего: 19,47 сут 19,05 сут*		5,18			14,29 13,87*

* – с применением опции «Купол»

Продолжительность бурения и крепления скважины отображены с учетом переходного коэффициента из нормативной продолжительности в проектную. Поправочный коэффициент перевода нормативной продолжительности в проектную на основании данных статистического отчёта в балансе календарного времени бурения за два года предшествующему и составляет 1,1[34]. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины представлены в таблицах А.4 и В.5 приложения В соответственно.

3.1.3.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в авто- и авиатранспортом. Буровая бригада состоит из 2 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 14.

Таблица 14 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	2
помощник бурового мастера	2
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	4
лаборант	2

Согласно нормативной карты:

- Время на строительные-монтажные работы составит 1100,3 ч или 46 сут.
- Время на подготовительные работы к бурению составят 96 ч или 4 сут.
- Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 422,7 ч или 17,7 сут (412,7 ч или 17,2 сут с применением опции «Купол»).

- Время испытания скважины на продуктивность составит 112,9 ч или 4,7 сут.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины приведен в таблицах 15 и 16.

Таблица 15 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	46			
Бурения	21,7			
Испытания	4,7			

Таблица 16 – Линейный календарный график проведения работ (с применением опции «Купол»)

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	46			
Бурения	21,2			
Испытания	4,7			

3.1.4 Расчет стоимости освоения (испытания скважин)

Расчет производился согласно на основе документа СНИП IV-5-82[35]. Сметная стоимость испытания скважины представлены в таблице В.6 приложения В.

3.1.5 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (нго)

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНИП IV-5-82 Сборник 49[36].

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Тюменской области этот индекс составляет на декабрь 2021 года 228,41[37]. Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице 17.

Таблица 17 - Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины (в ценах 2000 года)		
Обустройство площадки	118 052	1 652 594
Рекультивация перед планировкой	13 959	304 282
Итого		1 956 877
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	22 124	4 769 858
Разборка и демонтаж	1 611	388 945
Итого		5 158 803
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	65 223 (64 640)	14 897 499 (14 764 422)
Крепление скважины	125 346	28 630 241
Итого		43 527 739 (43 394 663)
1	2	3
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	6 992,30	1 597 111
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8 989	2 053 094
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	8 410	1 920 993
Эксплуатация котельной и паровой установки	18 868	4 309 549
Итого		6 230 542
Итого прямых затрат		60 494 166 (60 361 090)

Продолжение таблицы 17

1	2	3
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	66 212 (66 066)	15 123 541 (15 090 272)
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	23 174 (23 123)	5 293 240 (5 281 595)
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	13 854	3 164 392
Транспортировка буровых бригад	1678,5	383 388
Сооружение водяной скважины	4 636,3	1 010 709
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	708 (707)	161 822 (161 466)
Итого		3 711 321 (3 710 965)
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	18 524 (18 485)	4 231 113 (4 222 196)
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		88 853 382 (88 666 118)
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		106 624 058 (106 399 341)

Примечание: жирным выделена стоимость с применением опции «Купол»

Исходя из сметы на строительство видно, что экономия финансовых затрат составляет 224 716 рублей. Также применение данной технологии, как указывалось ранее, сокращает время строительства скважины на 10 часов, что, в свою очередь, позволяет раньше закончить строительство и осуществить ввод скважины в фонд добывающих скважин, а значит и более раннюю окупаемость затрат на строительство скважины.

4 Социальная ответственность

Экспериментальная часть НИ работы осуществлялась на персональном компьютере (ПК) при работе с различными программными обеспечениями в 206 аудитории 6 учебного корпуса Томского политехнического университета. Рабочая зона представляет собой аудиторию, оборудованную персональными компьютерами в количестве 15 шт, системами отопления, кондиционирования воздуха, естественным (2 окна) и искусственным освещением. Также в аудитории находится аптечка первой медицинской помощи, углекислотный огнетушитель для тушения пожара. Рабочее место – стационарное, оборудованное компьютером.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно ТК РФ, N 197-ФЗ каждый работник имеет право на [38]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда,
- исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- внеочередной медицинский осмотр с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка.
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Одним из факторов комфортности рабочей среды является организация рабочего места.

Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78 [39]:

1. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля.
2. Конструкцией производственного оборудования и рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение работающего, которое достигается регулированием: высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног; высоты сиденья и подставки для ног (при нерегулируемой высоте рабочей поверхности).
3. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889—76[40].
4. Форму рабочей поверхности различного оборудования следует устанавливать с учетом характера выполняемой работы. Она может быть прямоугольной, иметь вырез для корпуса, работающего или углубление для настольных машин и т. д.
5. Подставка для ног должна быть регулируемой по высоте.
6. В помещении должен быть организован воздухообмен. Это осуществляется с помощью вентиляции.

4.1.3 Производственная безопасность

Исследование инновационных технологий строительства скважин может создать вредные и опасные факторы для работников исследования (таблица 18).

В представленной ниже таблице показаны вредные и опасные факторы, которые могут повлиять на работников при проведении исследования [41].

Таблица 18 – Возможные опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ [41]

Факторы	Этапы работ		Нормативные документы
	Разработка	Эксплуатация	
1. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте [42].	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума [43].	+		ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»
3. Поражение электрическим током [44].	+		ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
4. Отклонение показателей микроклимата [45].	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений".
5. Повышенный уровень электромагнитных излучений [46].			ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности».

4.1.4 Анализ опасных и вредных производственных факторов

4.1.4.1 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте

Источником возникновения недостатка естественного света может служить недостаточное количество окон и светопроемов. Источником

возникновения недостатка искусственного света может служить отдаленность освещения от рабочего места, невозможность управления световым потоком, перепады напряжения сети, питающей осветительные приборы. Воздействие фактора недостатка света на организм человека может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы. Допустимые нормы освещенности рабочего помещения согласно ГОСТу Р 55710-2013: значение освещенности в зоне непосредственного окружения составляет не менее 500 лк; равномерность освещенности составляет не менее 0,60; объединенный показатель дискомфорта составляет не более 19; коэффициент освещенности не должен превышать 10 %. Для минимизации вредного воздействия освещенности необходимо приобретать дополнительные светильники, использовать лампы, работающие от переменного тока частотой 400 Гц и выше [47].

4.1.4.2 Расчет искусственного освещения

Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы - газоразрядные лампы и лампы накаливания. Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы. Наиболее распространёнными являются люминесцентные лампы. В учебных аудиториях, зрительные работы часто относятся к первой группе работ по освещенности. И это говорит об особой важности качественного освещения в ее стенах, поэтому в качестве искусственного освещения чаще всего, используются лампы дневного света (ЛХБ). Основные характеристики люминесцентных ламп представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм
1	2	3
15	127	700

Продолжение таблицы 19

1	2	3
20	127	880
30	220	1650
40	220	2300
65	220	3750
80	220	4250
125	220	-

Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = L/h$ характеризующая наилучшее относительное расстояние между светильниками. В таблице 20 приведены значения λ для разных светильников.

Таблица 20 – Наивыгоднейшее расположение светильников

Наименование светильников	λ
Люминесцентные с защитной решеткой ОДР, ОДОР, ШЛД, ШОД	1,1 – 1,3
Люминесцентные без защитной решетки типов ЛД, ОДО	1,4
ПВЛ	1,5
ГС, ЛЦ	1,6
У, ПУ с отражением	1,8
ШМ, ПУ без отражения, плафоны	2,3
С-4-ДРЛ	1,0

Помещение, с размерами: длина $A = 8$ м; ширина $B = 4$ м; высота $H = 4$ м. Высота рабочей поверхности $h_{pn} = 0,8$ м. Уровень освещенности в кабинетах информатики и вычислительной техники должен составлять не менее 200 лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 50\%$, потолка $R_n = 70\%$ (чистый, бетонный). Коэффициент запаса $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$.

Рассчитываем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$.

Приняв $h_c = 0,7$ м, определяем расчетную высоту по формуле 14:

$$h = H - h_c - h_{pn} = 4 - 0,7 - 0,8 = 2,5 \text{ м} \quad (14)$$

Расстояние между светильниками L определяется по формуле 15:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 2,5 = 3,5 \text{ м} \quad (15)$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены определяется по формуле 16:

$$\frac{L}{3} = \frac{3,5}{3} = 1,2 \text{ м} \quad (16)$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле 17:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(4 - \frac{2}{3} \cdot 3,5)}{3,5} + 1 \approx 1 \quad (17)$$

где $n_{\text{ряд}}$ – количество рядов;

B – ширина помещения, м;

L – расстояние между рядами светильников, м.

Количество светильников с люминесцентными лампами определяется по формуле 18:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{(8 - \frac{2}{3} \cdot 3,5)}{1,23 + 0,5} \approx 3 \quad (18)$$

где $n_{\text{св}}$ – количество светильников в ряду;

A – ширина помещения, м;

$L_{\text{св}}$ – длина светильников, м.

Общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле 19:

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 1 \cdot 3 = 3 \text{ шт.} \quad (18)$$

Поскольку длина помещения составляет 8 м, а сумма расстояний между светильниками и расстояний от крайнего ряда светильников до стены превышают данный параметр помещения, было принято решение скорректировать полученные значения расстояний для оптимального размещения светильников в рассматриваемом помещении:

- расстояние между светильниками принимается равным 8 м;

- расстояние от крайнего ряда светильников до стены принимается равным 1 м.

Схема размещения светильников представлена на рисунке 34

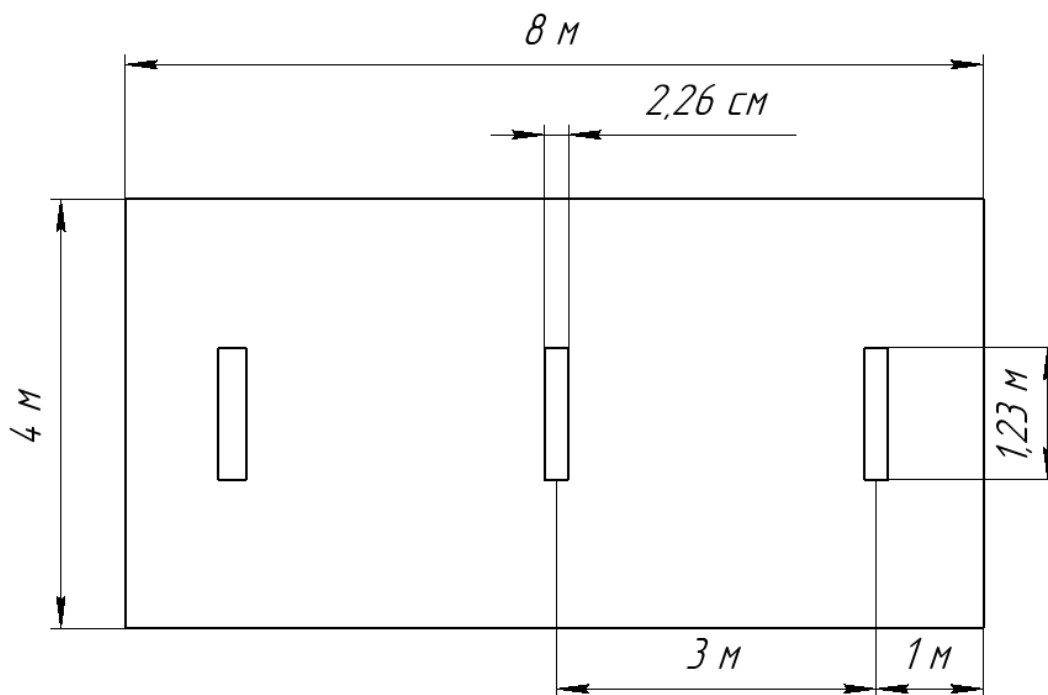


Рисунок 34 – Схема размещения светильников

Находим индекс помещения по формуле 19:

$$i = \frac{S}{(h \cdot (A + B))} = \frac{32}{(2,5 \cdot (8 + 4))} = 1 \quad (18)$$

Коэффициент использования светового потока $\eta = 0,49$.

Определяем потребный световой поток ламп в каждом ряду по формуле 19:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N_l \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 32 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{6 \cdot 0,49} = 1916,5 \quad (19)$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 30 Вт с сетевым потоком 1940 лм. Делаем проверку выполнения условия по формуле 20:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд.} - \Phi_{л.расч.}}{\Phi_{л.станд.}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (20)$$

$$-10\% \leq 1,2\% \leq +20\%$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки по формуле 21:

$$P = 30 \cdot 40 = 1200 \text{ Вт} \quad (18)$$

4.1.4.3 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

При работе с ПК возможно появление нервного напряжения и снижение работоспособности. Источники шума - процессор компьютера, электролампы, системы вентиляции и отопления.

Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание. Также возможно появление гипертонической или гипотонической болезни, развитию профессиональных заболеваний – тугоухости и глухоте.

На работодателе лежит основная ответственность за обеспечение безопасности при воздействии шума на работников. Мероприятиями по защите от шума в аудиториях являются:

- проектирование рабочих мест с учетом допустимого уровня риска; - использование малошумных машин;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации, которая может быть переизлучена в виде шума;
- контроль правильности использования средств индивидуальной защиты от шума;
- составление комплексных программ сохранения слуха работников.

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 [44], уровень шума на рабочем месте пользователей ПК не должны превышать значений 50 дБА. В помещениях всех типов образовательных учреждений, в которых эксплуатируются ПЭВМ, уровень вибрации не должен превышать допустимых значений в соответствии с ГОСТ 31319-2006 [45]. «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека».

На рабочем месте сотрудника источниками шума, как правило, являются технические средства, как, - компьютер, принтер, вентиляционное оборудование, а также внешний шум. Они издают довольно незначительный шум, поэтому в помещении достаточно использовать звукопоглощение.

4.1.4.4 Отклонение показателей микроклимата

Отклонений показателей микроклимата могут вызывать климатические условия снаружи помещения в зависимости от времени года, отключение отопления, неэффективная работа вентиляции.

Воздействие отклонений на человека проявляется в ускоренном переутомлении, при повышении температуры, обморожении и простудных заболеваниях при низких температурах. Также высокая температура способствует пересыханию слизистых оболочек дыхательных путей.

Допустимые нормы температуры и влажности воздуха в рабочей зоне производственного помещения согласно ГОСТу 12.1.005-88 [46]: в холодный период оптимальная температура составляет 22-24 °С при влажности воздуха 40-60 %. Допустимая температура составляет 18-26 °С, при влажности воздуха 75 %; в теплый период оптимальная температура составляет 23-25 °С при влажности воздуха 40-60 %. Допустимая температура составляет 20-30°С при допустимой влажности 55 % (при 28 °С).

Для минимизации воздействия данного фактора предлагаются следующие средства защиты: толщина стен не менее 0,8 метров, вентиляторы, система отопления, спецодежда.

4.1.4.5 Повышенный уровень электромагнитных излучений

ЭМП при превышении допустимых уровней оказывает вредное на нервную, иммунную, эндокринную системы человека. Основным источником электромагнитных излучений от мониторов ПЭВМ является трансформатор высокой частоты строчной развёртки, который размещается в задней или

боковой части. Кроме того, нарушается работа нервной системы, ослабевает память, повышается утомляемость, нарушается режим сна. Согласно ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности» при напряженности электрического поля в диапазоне в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц и в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц временные допустимые уровни электромагнитного поля составляют 25 В/м и 2,5 В/м соответственно [47]. Мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана и корпуса видео дисплейного терминала не должна превышать 1 мкЗв/ч (100 мкР/ч).

4.1.4.6 Поражение электрическим током

Согласно классификации помещений по электробезопасности дипломный проект разрабатывался в помещении без повышенной опасности (класс 01 по ГОСТ 12.1.019) [48].

При нормальном режиме работы оборудования опасность электропоражения невелика, однако, возможны режимы, называемые аварийными, когда происходит случайное электрическое соединение частей оборудования, находящихся под напряжением с заземленными конструкциями. Основными техническими способами и средствами защиты от поражения электрическим током являются [48]: защитное экранирование, защитное заземление, электрическое разделение сети, изоляция токоведущих частей, оградительные устройства и др.

В каждом рабочем помещении должны быть в наличии огнетушители и песок.

4.1.5 Возникновение пожара

В помещениях с ПЭВМ повышен риск возникновения пожара. Неисправность электрооборудования, освещения, неправильная их эксплуатация, наличие статического электричества неудовлетворительный

надзор за пожарными устройствами и производственным оборудованием может послужить причиной пожара.

Пожарная безопасность включает в себя комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, предотвращения пожара, ограничение его распространения, а также создание условия для успешного тушения пожара.

Для профилактики пожара должны обеспечиваться регулярные проверки пожарной сигнализации, первичных средств пожаротушения; проводиться инструктаж и тренировки по действиям в случае пожара; не загромождаться и не блокироваться эвакуационные выходы; выполняться требования правил технической эксплуатации и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок; во всех служебных помещениях должен быть установлен «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники [49].

Для предотвращения пожара помещение с ПЭВМ должно быть оборудовано первичными средствами пожаротушения: углекислотным огнетушителем типа ОУ-2 или ОУ-5. Также помещение должно быть оснащено пожарной сигнализацией.

4.2 Экологическая безопасность

В аудитории вследствие учебной деятельности образуются отходы производства и потребления, которые относятся к V классу опасности и являются практически неопасными отходами для окружающей природной среды.

Все образующиеся отходы передаются в специализированные организации для дальнейшего обезвреживания, использования, хранения или захоронения.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

Ниже представлены возможные чрезвычайные ситуации, которые может инициировать объект исследования:

- техногенного характера (аварийные ситуации);
- социального характера (террористический акт).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Самый вероятный тип ЧС, который может произойти в помещении – возгорание ПК.

4.3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при производстве объекта исследования на производстве

Ниже представлены возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при внедрении данного исследования в производство:

- техногенного характера (аварийные ситуации);
- социального характера (террористический акт);
- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры).

Также наиболее типичной ЧС будет являться ситуация техногенного характера, теоретически вызванная выходом из строя электрической сети [50].

4.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций регулируются согласно ГОСТ 22.0.04-97 [51].

В данном разделе были подробно разобраны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности сотрудников касательно

проектирования оптимально комфортной рабочей зоны. Произведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в результате работы над исследованием инновационных технологий в строительстве скважин.

Практическая значимость полученных данных о социальной ответственности состоит в понимании вредных и опасных факторов, с которыми могут столкнуться работники, а также умение выйти из различных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при проведении данного исследования или при его применении на производстве.

4.4 Выводы по разделу

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; выявлены вредные и опасные факторы, которые оказывают отрицательное влияние, а также значительно уменьшают производительность труда; обоснованы мероприятия по снижению данного воздействия; рассмотрена экологическая безопасность, а также безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Соблюдение мер по социальной ответственности позволит значительно модернизировать производство в сфере строительства скважин путем улучшения условий труда. При разработке данных мер, крайне важно учитывать не только отечественные разработки и результаты, но и международный опыт, что позволит осуществить совершенствование нормативной правовой базы Российской Федерации в соответствии с международными нормами.

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были проанализированы технологии строительства скважин. Аналитика велась в следующих направлениях:

- конструкция скважины;
- крепление скважины;
- буровые растворы;
- наклонно-направленное бурение;
- буровое оборудование.

По блоку «Конструкция скважины» были рассмотрены технология конструкции с равнопроходным диаметром и технологий многозабойной скважины «Березовый лист». Технология монодиаметра эффективна при строительстве скважин с БОВ, а технология «Березовый лист» особенно применима в коллекторах с низкими ФЭС.

Качество и эффективность крепления скважины возможно повысить, применив тампонажные составы на основе синтетических смол или способ цементирования одной порцией раствора, что сокращает финансовые и временные затраты на процесс цементирования.

Наночастицы позволяют довольно эффективно регулировать свойства бурового раствора, при это плотность раствора практически не меняется, что дает больше возможностей для создания рецептур растворов, которые позволят бурить скважины эффективнее и с меньшими рисками возникновения осложнений.

Интеллектуальные системы бурения позволяют автоматизировать процессы проработки и бурение скважины ротором и ВЗД. Применение интеллектуальных систем в наклонно-направленном бурении повышают точность проводки скважины. Система моментально реагирует на изменение параметров режима бурения, корректируя которые обеспечивает высокую скорость проходки. Также система непрерывно ведет мониторинг показаний

датчиков и, в случае возникновения нештатной ситуации, моментально оповещает об этом персонал БУ.

Гидравлические буровые установки нового поколения с автоматизированным оборудованием обеспечивают высокую безопасность ведения работ и высокую скорость проходки. Замена традиционной талевой системы мощным гидроцилиндром позволяет создавать дополнительную осевую нагрузку и использовать гораздо меньшее количество ресурсов для обеспечения одинаковой грузоподъемности.

Список использованных источников

1. Дьюпел К.К., Кампо Д. Б., Лофтон Д.Э. и др. Опыт промышленного применения технологии расширения трубных изделий в скважине. // Нефтегазовые технологии №1, №2 2002 г.
2. Л. М. Левинсон, Г.К. Чуктуров, М.Л. Левинсон, Ф.Х. Мухаметов. Техника и технология бурения и навигация сложнопрофильных скважин: Учебное пособие. — Уфа: Изд-во научно - технической литературы «Монография», 2015. - 35-37 с.
3. Фишер П.А. Скважина одного проходного диаметра расширяет возможности. // Нефтегазовые технологии №11 Ноябрь 2006.
4. Fisher P.A. Monodiameter wells continue to expand possibilities. // World Oil, July 2006.
5. Waddell K. "Advances in singlediameter well technology: next step to costEffective optiF mization", SPE 90818, ATCE, Houston, Sept. 26F29, 2005.
6. Dean B., Cook L., Brisco D. Monodiameter drilling liner F from concept to reality, SPE/IADC 79790, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, February 19F 21, 2003.
7. Bell R., McKee R., Zward E., Lewis D., Suryanarayna P.V. SingleFdiameter technology capable of increasing extendedFreach drilling by 50%. Paper OTC 17828FPP, Offshore Technology Conference, Houston, May 1F4, 2006.
8. Сибирский федеральный университет: официальный сайт. – Красноярск. – URL: <https://www.sfu-kras.ru> (дата обращения: 09.06.2022). – Текст: электронный.
9. Зварыгин В.И. Тампонажные смеси [Электронный ресурс]: учеб.пособие / В.И. Зварыгин; СФУ. – Красноярск: Изд-во СФУ, 2014. – 217 с. – Электронная версия печ. публ. – Режим доступа: <https://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-tamponazhnye-smesi.pdf>, свободный. – Загл. с тит. экрана (дата обращения: 09.06.2022).

10. Умрихина Е.Н., Блажевич В.А. Изоляция притока пластовых вод в нефтяных скважинах. – М.: Недра, 1966.
11. Применение синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ/ Р.Р. Кадыров, А.К. Сахапова, В.П. Архиреев, О.Н. Кузнецова // Нефтяное хозяйство. – 2005.– № 11.
12. Разработка составов и технологий водоизоляционных работ для высокотемпературных пластов/ Е.А. Румянцева, Н.И. Акимов, А.К. Назарова, И.А. Дягилева // Интервал. – 2005.
13. Способ цементирования скважин// Патент РФ №2382172 20.02.2010, Бюл.№5/Кадыров Р.Р., Юсупов И.Г., Фаткуллин Р.Х., Сахапова А.К., Хасанова Д.К.
14. Бородавченко И.А. «LafargeHolcim: безопасное и качественное строительство скважин» / Бородавченко И.А., Костеша С.В., Воробьев Д.В. – Текст: электронный// Специализированный журнал «Бурение и Нефть» [Сайт]. – 2020. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2020-09/28> (дата обращения: 11.06.2022).
15. Тампонажный раствор//Патент РФ №2733584 05.10.2020, Бюл.№28/ Речапов Д.А., Кармацких С.А., Фляг Н.В., Родер С.А.
16. Белей И.И. «Новые решения в области разработки составов тампонажных смесей для цементирования обсадных колонн при различных температурах» / Белей И.И., Щербич Н.Е., Коростелев А.С., Кармацких С.А. – Текст: электронный// Специализированный журнал «Бурение и Нефть» [Сайт]. – 2013. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2013-03/11> (дата обращения: 11.06.2022).
17. Воробьев Д.В. «Зеленый облегченный тампонажный цемент ПЦТ-III-О65-50 ЕСОPlanet от Holcim» / Воробьев Д.В., Часовских В.Р. – Текст: электронный// Специализированный журнал «Бурение и Нефть» [Сайт]. – 2022. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2022-03/43> (дата обращения: 11.06.2022).
18. Билецкий М.Т. Разработка устройства для автоматического измерения плотности бурового раствора [Электронный ресурс]: Научная электронная

- библиотека «КиберЛенинка» – Режим доступа:
<https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-ustroystva-dlya-avtomaticheskogo-izmereniya-plotnosti-burovogo-rastvora>, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения: 12.06.2022).
19. Билецкий М.Т. Об автоматизации замеров параметров бурового раствора [Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» – Режим доступа:
https://www.elibrary.ru/download/elibrary_32358776_87644174.pdf, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения: 12.06.2022).
20. Минаков А.В. Исследование влияния добавки наночастиц на свойства буровых растворов [Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека «eLIBRARY.RU» – Режим доступа:
https://www.elibrary.ru/download/elibrary_35393298_69060799.pdf, свободный. – Загл. с тит.экрана (дата обращения: 12.06.2022).
21. Ismail A.R., Seong T.C., Buang N.A., Sulaiman W.R.W. // Proc. 5th Sriwijaya Int. Seminar on Energy and Environmental Science and Technology. Palembang, Indonesia. 2014. P. 43.
22. ГК «Интегра». Руководство по эксплуатации «Автоматизированная система интеллектуального бурения iDrill». – Текст электронный// Интегра [Сайт]. – 2019. – URL: <https://www.integra.ru/idrill> (дата обращения: 14.06.2022).
23. ГК «Интегра». Информация о процессах разработки и поддержки «Автоматизированная система интеллектуального бурения iDrill». – Текст электронный// Интегра [Сайт]. – 2019. – URL: <https://www.integra.ru/idrill> (дата обращения: 14.06.2022).
24. Деловой журнал «Neftegaz.RU» [Электронный ресурс]/ ИИ рулит. Роснефть внедряет автоматизированную систему интеллектуального бурения в Оренбургской области. – Текст электронный// Neftegaz.RU [сайт]. – 2020 . URL: <https://neftegaz.ru/news/oilcervice/520290-ii-rulit-rosneft-vnedryaet-avtomatizirovannuyu-sistemu-intellektualnogo-bureniya-v-orenburgskoy-obl/> (дата обращения: 14.06.2022).

25. Двойников М.В. Исследования технико-технологических параметров бурения наклонных скважин [Электронный ресурс]: Научная электронная библиотека «КиберЛенинка» – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovaniya-tehniko-tehnologicheskikh-parametrov-bureniya-naklonnyh-skvazhin>, свободный. – Загл.с тит.экрана (дата обращения 14.06.2022).
26. Парнивода Ю.Л. «Автоматизированные гидравлические буровые установки компании Drillmec (Италия) – установки нового поколения»/ Парнивода Ю.Л. – Текст электронный// Специализированный журнал «Бурение и Нефть» [Сайт]. – 2022. – URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2010-11/14> (дата обращения: 15.06.2022).
27. Drillmec S.p.A.: официальный сайт. – Поденцано. – URL: <https://www.drillmec.com/en/> (дата обращения: 15.06.2022) – Текст: электронный.
28. СН 462-74 нормы отвода земель для сооружений геологоразведочных скважин;
29. СНиП IV-2-82 Сборник 1. Земляные работы;
30. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин (Приложения 1, 2. Разделы 1, 2);
31. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы (Подразделы 1, 2);
32. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы (Подраздел 2);
33. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>

34. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
35. ВСН 39-86 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ;
36. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
37. ГАРАНТ.РУ [электронный ресурс] <https://garant.ru> свободный, – Заглавие с экрана. Дата обращения: 20.05.2022.
38. 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).
39. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
40. "ГОСТ 21889-76. Государственный стандарт Союза ССР. Система "человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования
41. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П.П. Кукин и др. – 5-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2009. – 335 с.
42. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
43. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.; введ. 08.05.2017.
44. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».
45. ГОСТ 31319-2006. «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека».
46. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.; введ. 1.10.1996.

- 47.ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
- 48.ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.; введ. 01.01.2011.
- 49.Н 123-ФЗ от 22.07.2008 (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".
- 50.Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. – Москва: Энергоатомиздат, 2016. – 400 с.
51. ГОСТ 22.0.04-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Биолого-социальные чрезвычайные ситуации.

Приложение А

(справочное)

INOVATION IN WELL DESIGN

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Геращенко Дмитрий Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностраннных языков	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

Introduction

Well design is determined by the geological conditions and objectives of the well, to achieve which it is necessary to overcome various geological structures, which become more complicated with increasing depths and lengths of drilling, which introduces difficulties to ensure the proper service life of the well and the economic viability of the project.

Involvement in the development of hard-to-reach hydrocarbon reserves, which can be located in deep deposits, deep water areas and harsh climatic conditions, involves large financial and time investments, which should ensure the required penetration to the design target, reliable connection between the target reservoir and the surface, isolation from each other gas, oil and water horizons, trouble-free operation of the well, while having a minimum material consumption.

The solution of the above difficulties with the use of traditional designs is becoming more and more difficult, however, it is possible to overcome these difficulties by abandoning typical designs, developing and implementing multilateral wells and wells with same hole diameter, which allow to achieve project goals at lower financial and time costs.

Well design

Construction of wells using monodiameter technologies

The technology is based on drilling a well with a single bore diameter, using expandable casing pipes, as well as abandoning the classic "telescopic structure" of the well design.

The principle of pipe expansion consists in hydraulic (the profile part of the pipe lends itself to influence) and mechanical expansion of casing pipes (the final stage, which provides the required diameter). Mechanical expansion is implemented using a drilling reamer (or expanding cone) and is based on cold working (at a temperature not higher than the bottom hole) of steel pipes. An expandable cone is used for the final deformation of pipes and giving the required diameter and moves under the action of the pressure created by the injected liquid, or under the action of an applied mechanical force.

Expandable casing installation includes the following operations:

1. Drilling interval for installing expandable casing.
2. Run the system shown in Figure 1 into the well.
3. Cementing the setting interval of the column.
4. Cement plug setting.
5. Expansion of the casing in the bottom-up direction.
6. An extension of the hanger bushing containing elastomer seals to provide a seal between the casing and the expandable string.

Typically, expandable casing pipes are used to isolate problem areas (unstable well walls, inconsistent intervals due to drilling conditions) during well drilling. Such complications can also lead to the running of an additional string, which entails a decrease in the final diameter of the well.

The use of expandable pipes has the greatest potential in the construction of wells using monodiameter technology.

The transition from a typical to the considered well design provides an increase in the final diameter of the well and a decrease in the number of intermediate strings to

be run, a reduction in the amount of cement, metal, drilling fluid, a decrease in drilling waste (sludge), and finally the possibility of building wells with extended reach drilling (ERD).

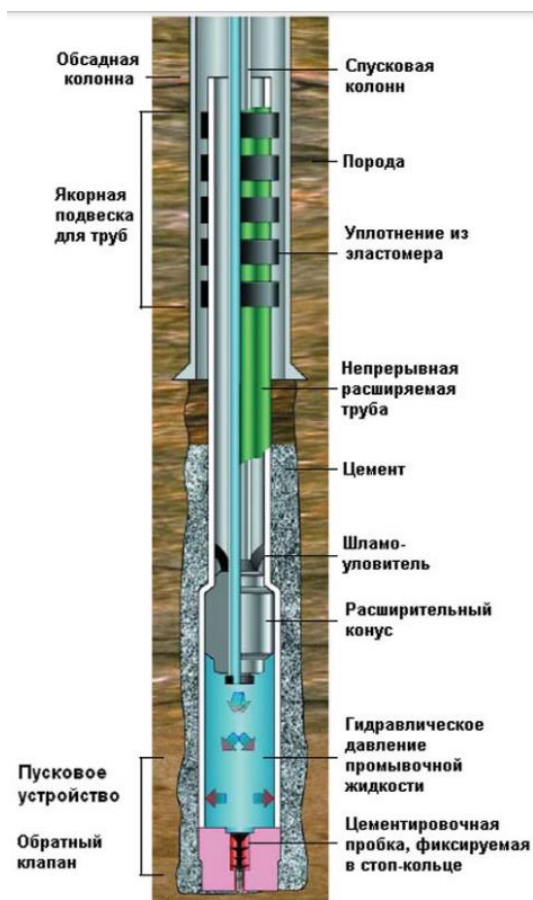


Figure A.1 – Expandable Casing System

Modeling and analysis of the possible application of the considered technology at the Prirazlomnoye field showed that the use of the monodiameter technology will lead to a reduction in:

- volume of drilled rock (sludge) by 46% or 25 thousand tons;
- used metal (casing pipes) by 63% or 13.3 thousand tons;
- the required amount of cement materials by 33% or 8.7 thousand tons;
- load on rig from the weight of the heaviest column by 33% or 150 tons.

Also, reducing the need for materials leads to a reduction in financial costs associated with logistics.

However, the expandable tubing used must be made from high quality materials and meet standards that are superior to those of traditional casing. Also, chafing and

surface imperfections in pipes can act as catalysts for the formation of cracks during metal expansion. These problems have been eliminated in part due to careful handling and production.

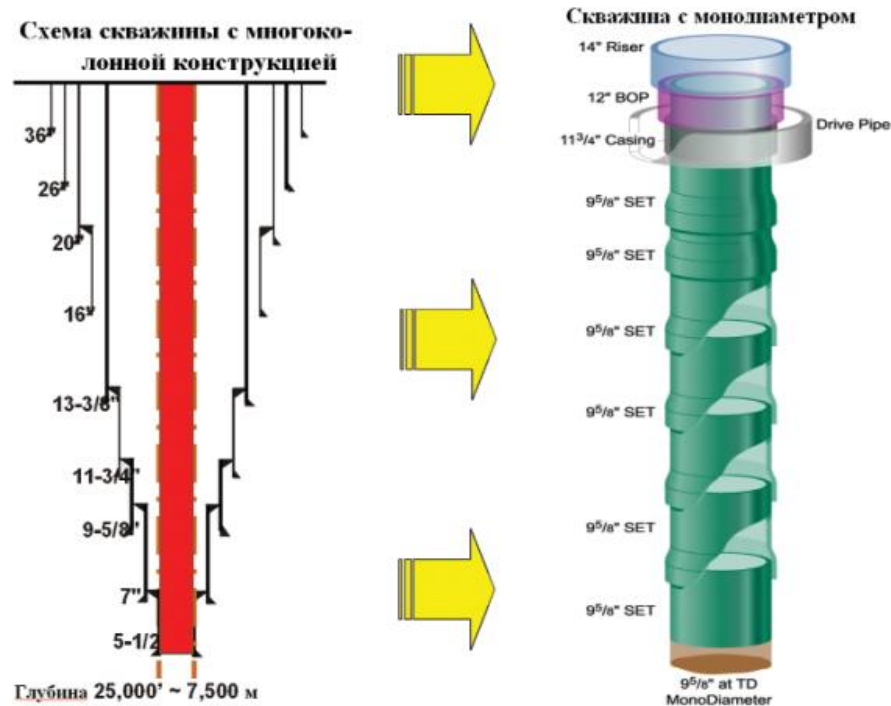


Figure A.2 – The concept of a well with a monodiameter

Currently, the construction of a well of the same diameter requires two stages of reaming: a socket expansion of the lower part of the upper pipe, in which the lower expandable pipe is expanded and fixed.

The practical limit of plastic deformation without the risk of formation and development of cracks in the metal allows an expansion factor of 30%, which imposes a restriction on the choice of casing size.

When using a 140 mm pipe and expanding it to an internal diameter of 154.9 mm, the expansion factor reaches 25%, with a socket expansion factor of 42%, these pipes are not suitable for monodiameter technology.

Expansion of 194 mm pipes to an internal diameter of 203 mm brings the expansion factor to 19%, and when expanding the socket, this factor is 29%, that approaches the limit value.

Expansion of pipes 244.5 mm to an inner diameter of 264.2 mm brings the expansion factor to 17%, and with the expansion of the socket, this factor is 24%, that

does not exceed the permissible level and determines this pipe as optimal for this technology.

The second aspect of the application of this technology is the creation of an optimal gap between the pipe and the wellbore for high-quality cementing. For high-quality cementing of casing string 244.5, which expands to an internal diameter of 264.2 mm, it is necessary that the diameter of the open hole be 340.4 mm, which is achieved using technical means of expanding the hole.

The most perspective area of application of the technology under consideration is the construction of wells with ERD. Comparison of the results of modeling the application of technology in the fields of the North Sea with "conventional" drilling showed that the use of a monodiameter allows increasing the length of the well by 25-100%, while reducing the cost of construction by 25-30%.

At present, the wide application of the technology is hampered by the problems of maintaining sufficient strength of pipes and ensuring the tightness of the joints of a pipe section during their expansion.

The «Birch leaf» technology

One of the popular multilateral well designs is the “Fishbone” technology. It is a “mother” pipe branching into pipes of smaller diameter, which, when hydraulically pressurized penetrate into the rock forming channels through which the target fluid enters the production string and then to the surface.

Native representatives of the oil and gas industry invented an analogue of the aforementioned technology called "Birch Leaf", which refers to the similarity of the design with a tree leaf. The application of this technology was successfully implemented at the Srednebotuobinskoye field in 2020.

The design of a multilateral well, which was built at the Srednebotuobinskoye field using this technology, consists of 15 sidetracks, each of which branches into 2 holes, which increases the drainage area in comparison with the «Fish bone» technology.

This well is drilled using a standard bottom hole assembly that is used when drilling long horizontal sections and includes a PDC bit, RSS, MWD and LWD systems, these components are necessary for accurate and stable well drilling.

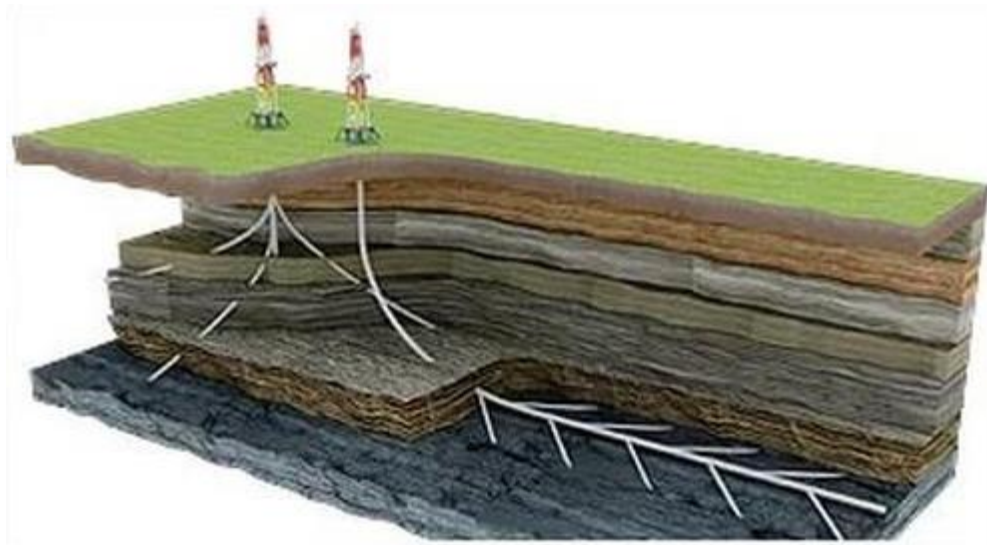


Figure A.3 – The «Fish bone» technology

The principle of drilling sidetracks is as follows: the main borehole is drilled, consisting of a kind of "traplines" with zenith angles of 88 and 92 degrees, which are "blanks" for future sidetracks, the amplitude of the " traplines " is 1.5 m (0.7 m up and 0.7 m down), then after drilling of the main hole, starting from the bottom, sidetracks are drilled along the previously drilled " traplines ".

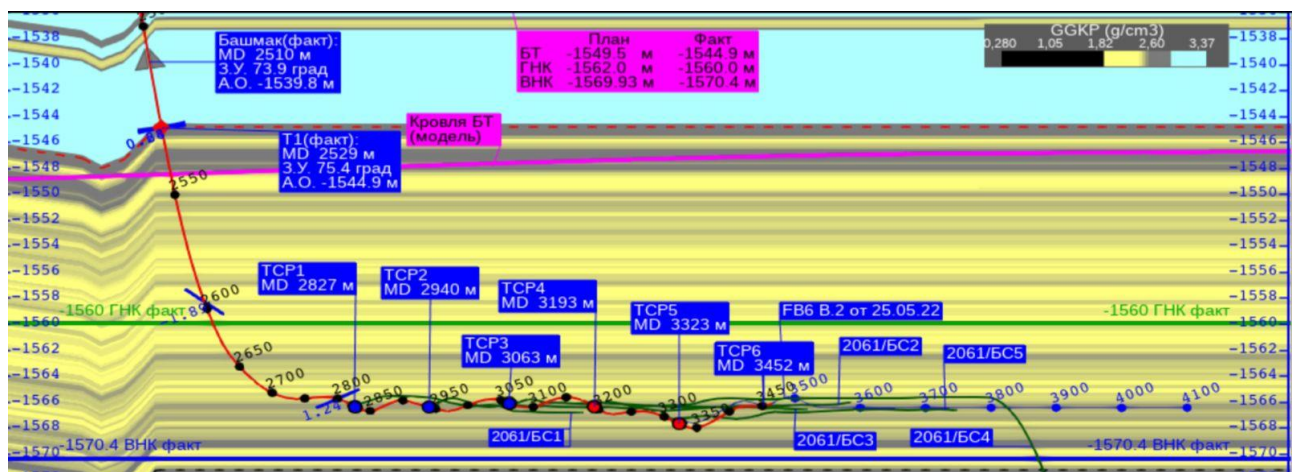


Figure A.4 – Well trajectory

The sidetracks have a length of 500 meters. The main hole is cased with a 114 mm perforated liner. The distance between sections of sidetracks varies from 130 to 150 meters, which are separated by swellable packers. The annulus area is cemented

from point T1 to point T2. It should be noted that sidetracks are not cased, since the reservoir, which was developed by this technology, consists of hard rocks that are not prone to shedding.

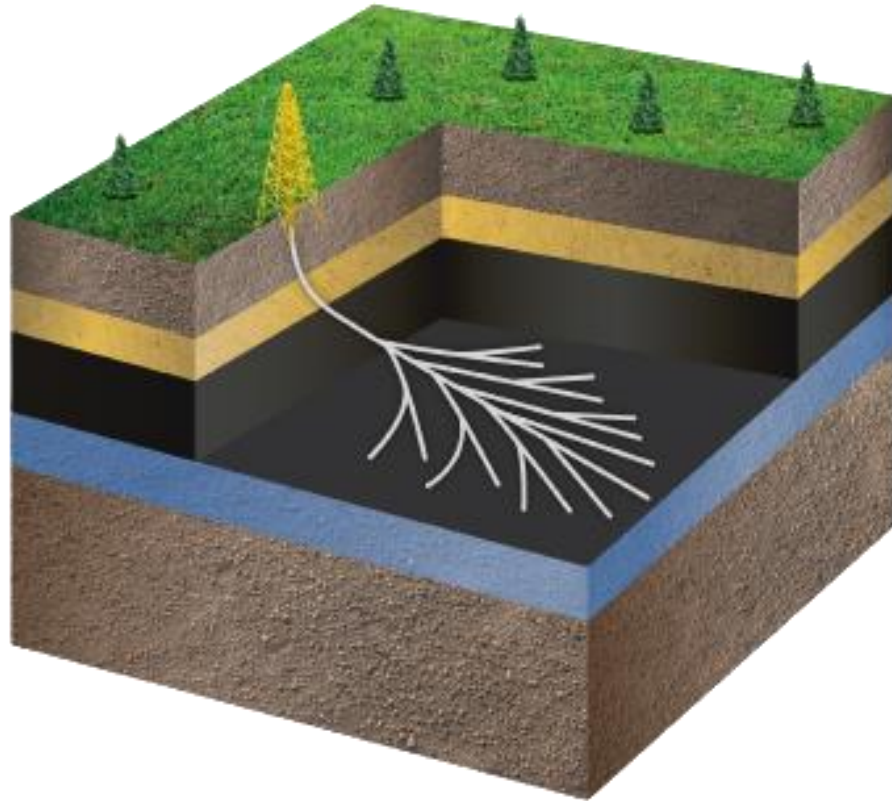


Figure A.5 – The «Birch leaf» technology

The starting flow rate, when using the «Birch Leaf» technology at the Srednebotuobinskoye field, amounted to 402 tons / day.

Employees of the Siberian Federal University developed a sector model of the Yurubcheno-Tokhomskoye field, which was launched with various designs, namely “Fishbone” with a penetration length of 2950 m (Figure 6a), “Fir-tree” with a penetration length of 3400 m (Figure 6b) and “ Birch Leaf” with a penetration length of 2400 m (Figure 6c). The results of the analysis of the constructed model will be displayed in the form of graphs. Field development indicators: average oil flow rate is 67 tons/day, liquid - 76 tons/day.

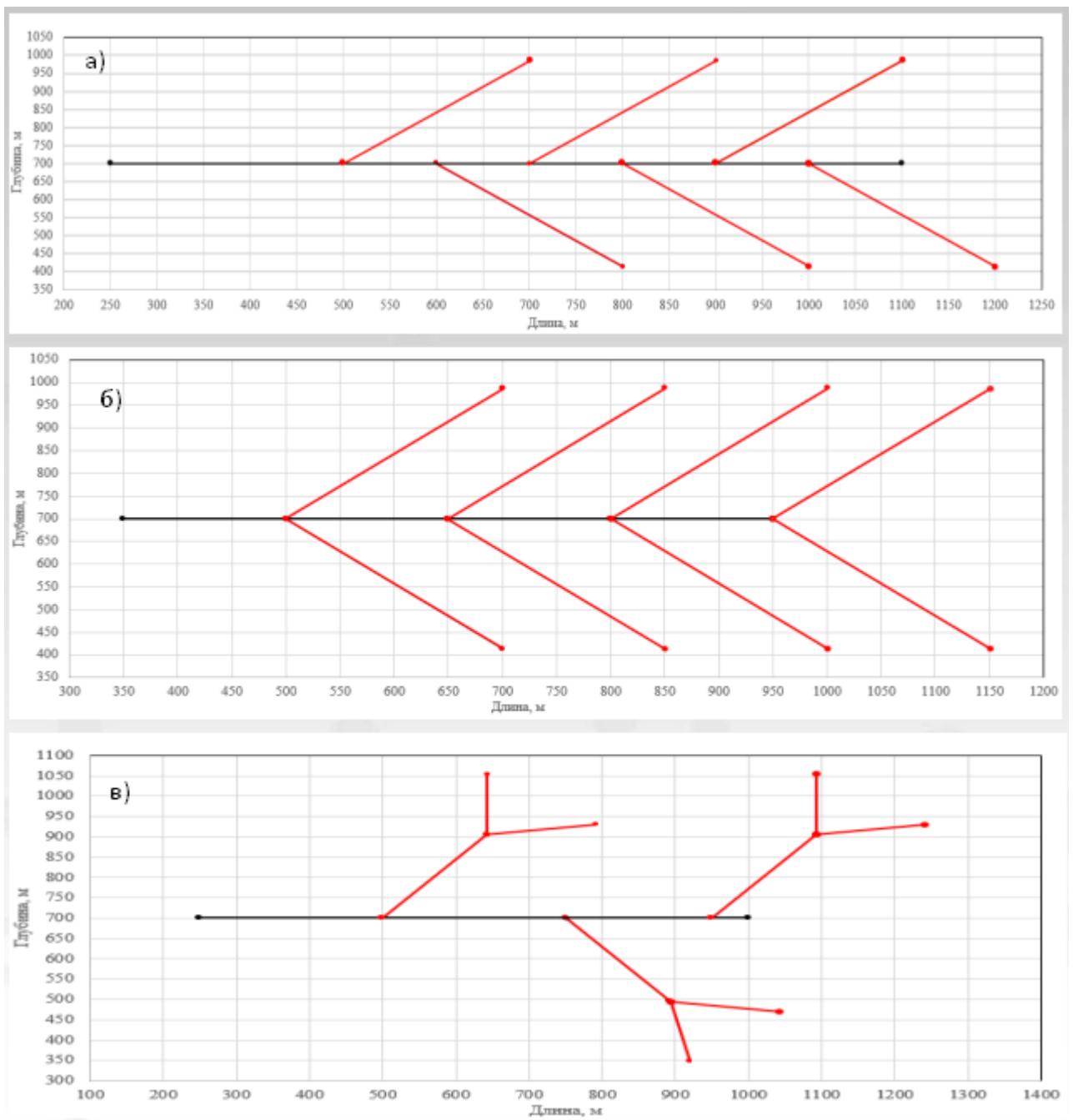


Figure A.6 – Multilateral well designs

Option 1 - Run the model with a constant liquid rate

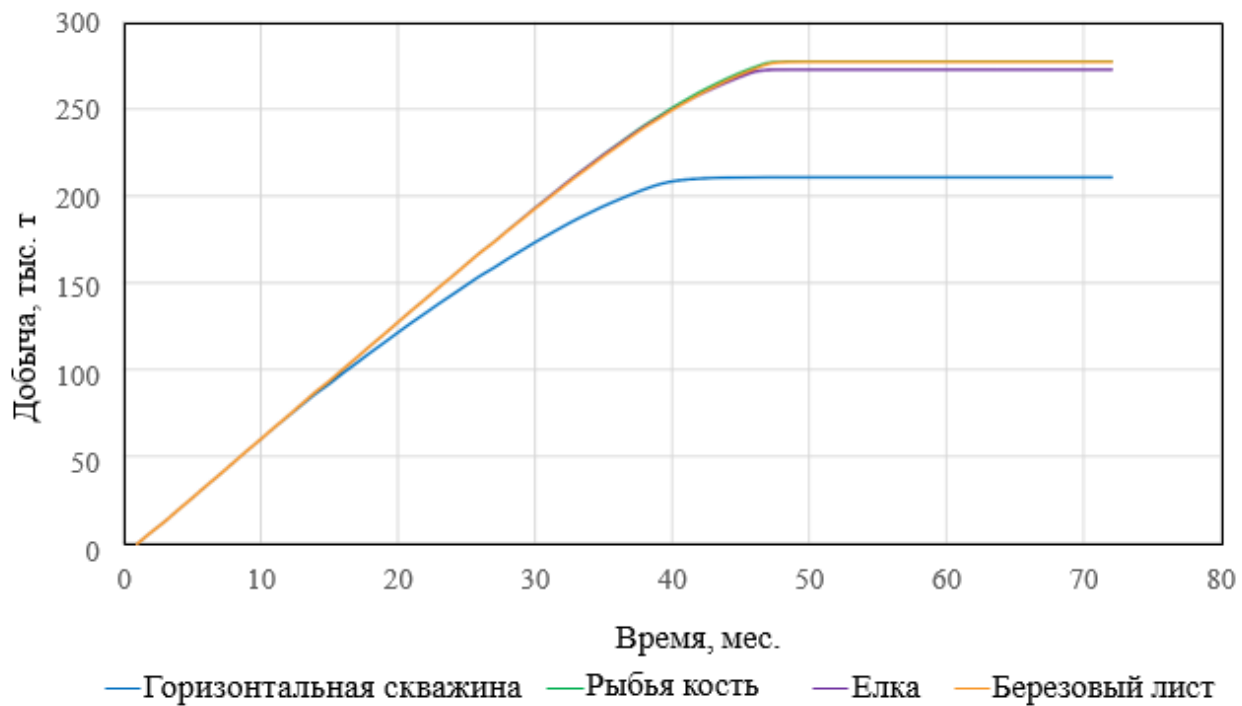


Figure A.7 – Accumulated production growth dynamics

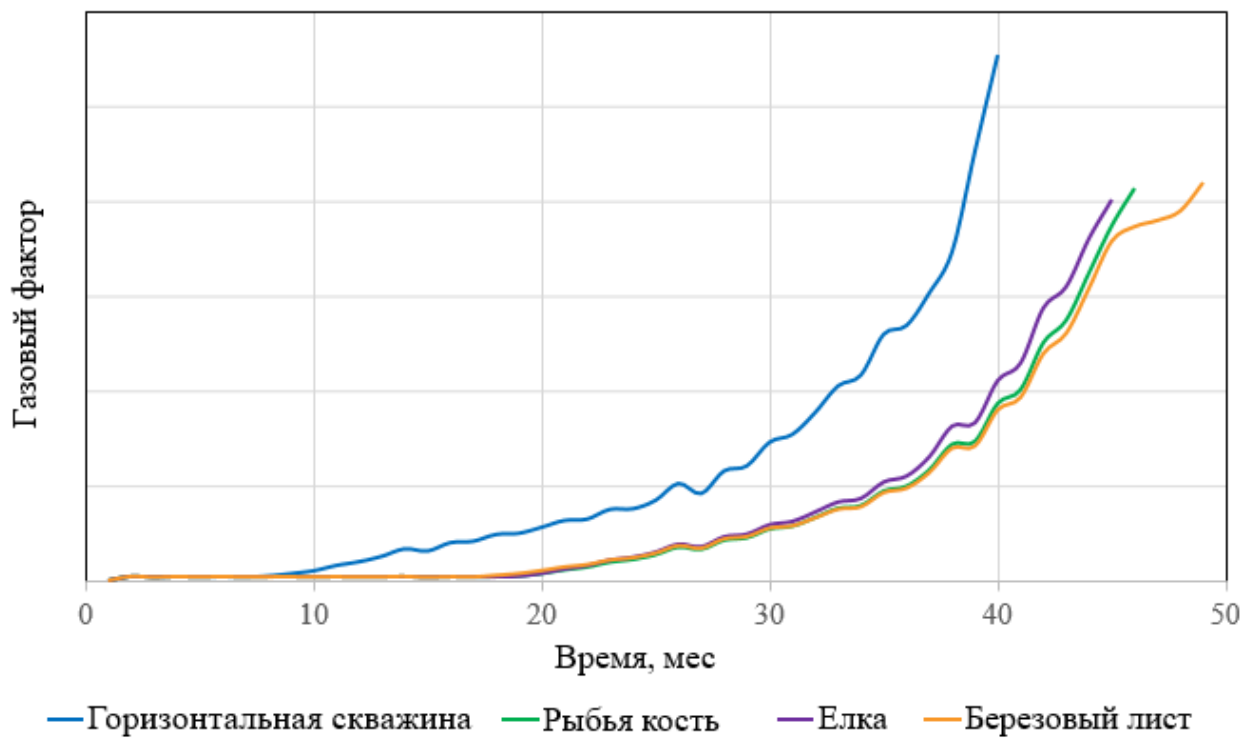


Figure A.8 – Dynamics of growth of gas factor

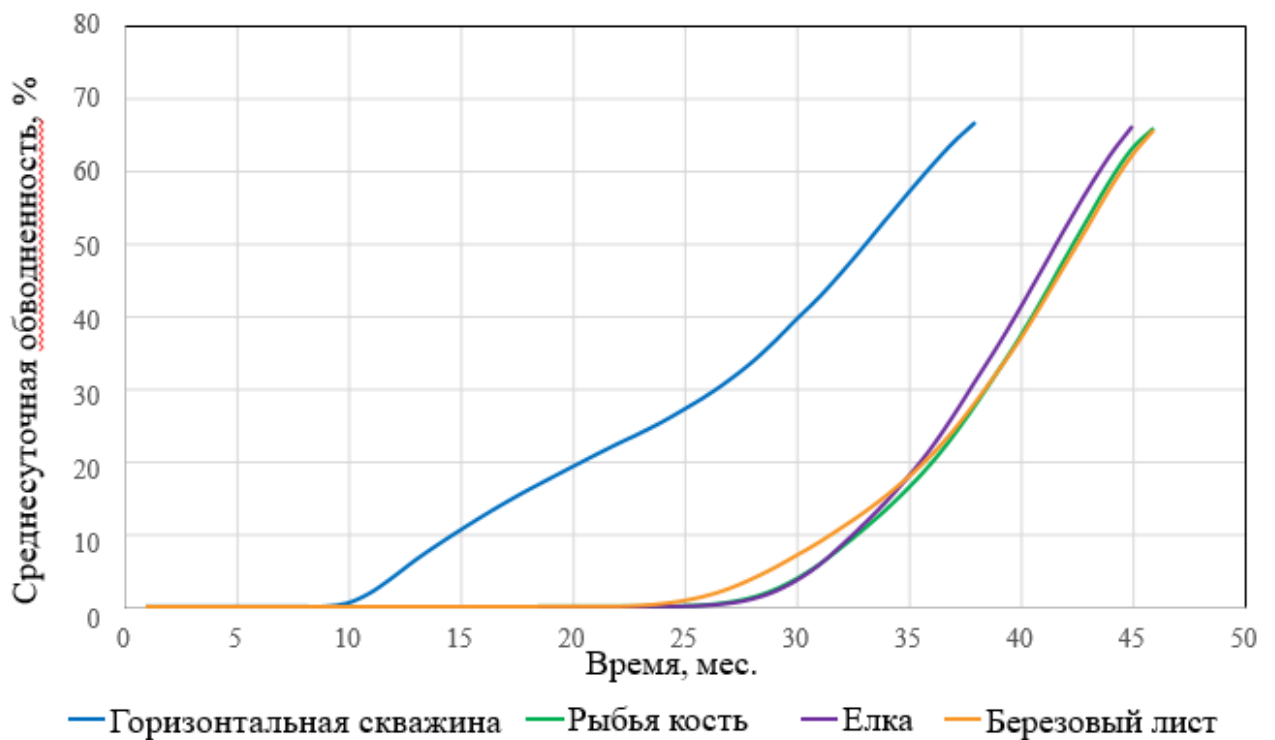


Figure A.9 – Growth dynamics of average daily water cut

Table A.1 - Key development indicators

Well design	Development indicators		
	Accumulated production, mln tons	Water cut %	Penetration length, meters
Horizontal well	211,26	66,69	1000
Fish bone	277,796	65,74	2950
Fir-tree	273,174	66,22	3400
Birch leaf	277,493	65,56	2400

Based on the table, it can be seen that the amount of oil per 1 meter of penetration is:

- 94.17 t/m for the “Fishbone” structure;
- 115.6 t/m for the “Birch leaf” construction.

Option 2 - Run the model with constant drawdown

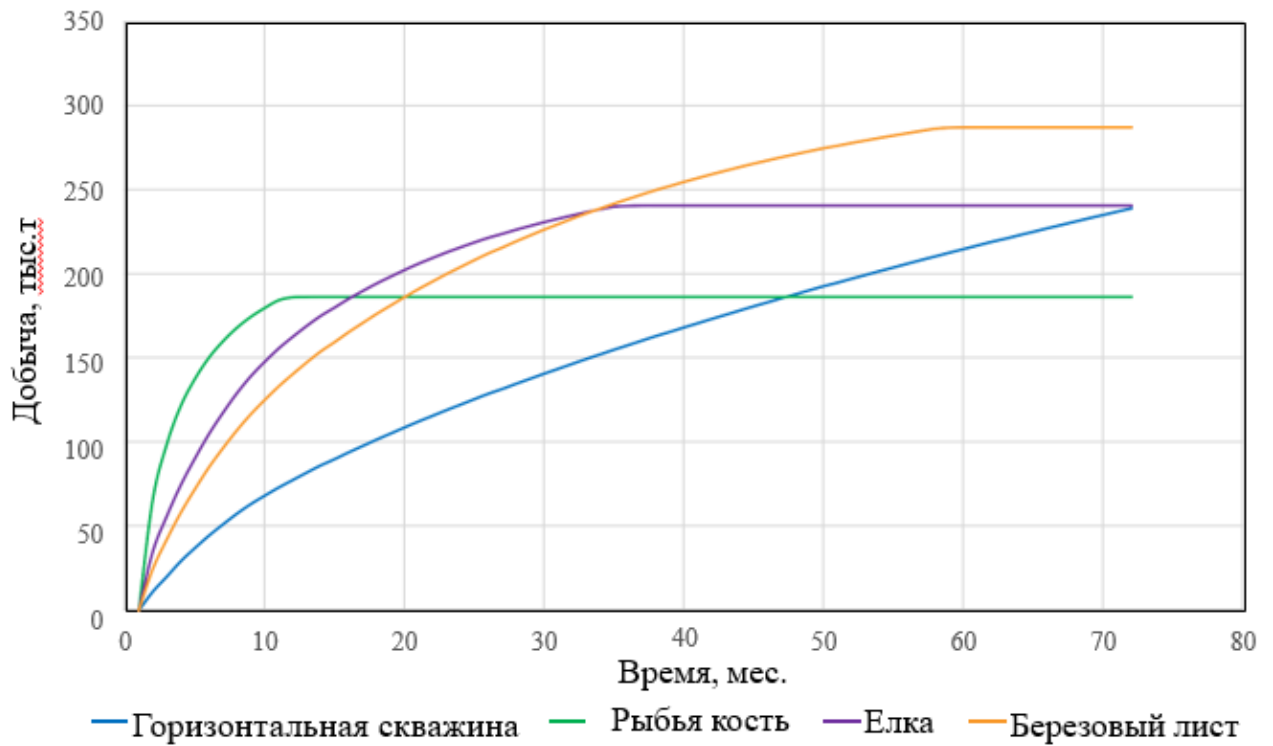


Figure A.10 – Dynamics of growth in cumulative oil production



Figure A.11 - Dynamics of growth of the gas factor

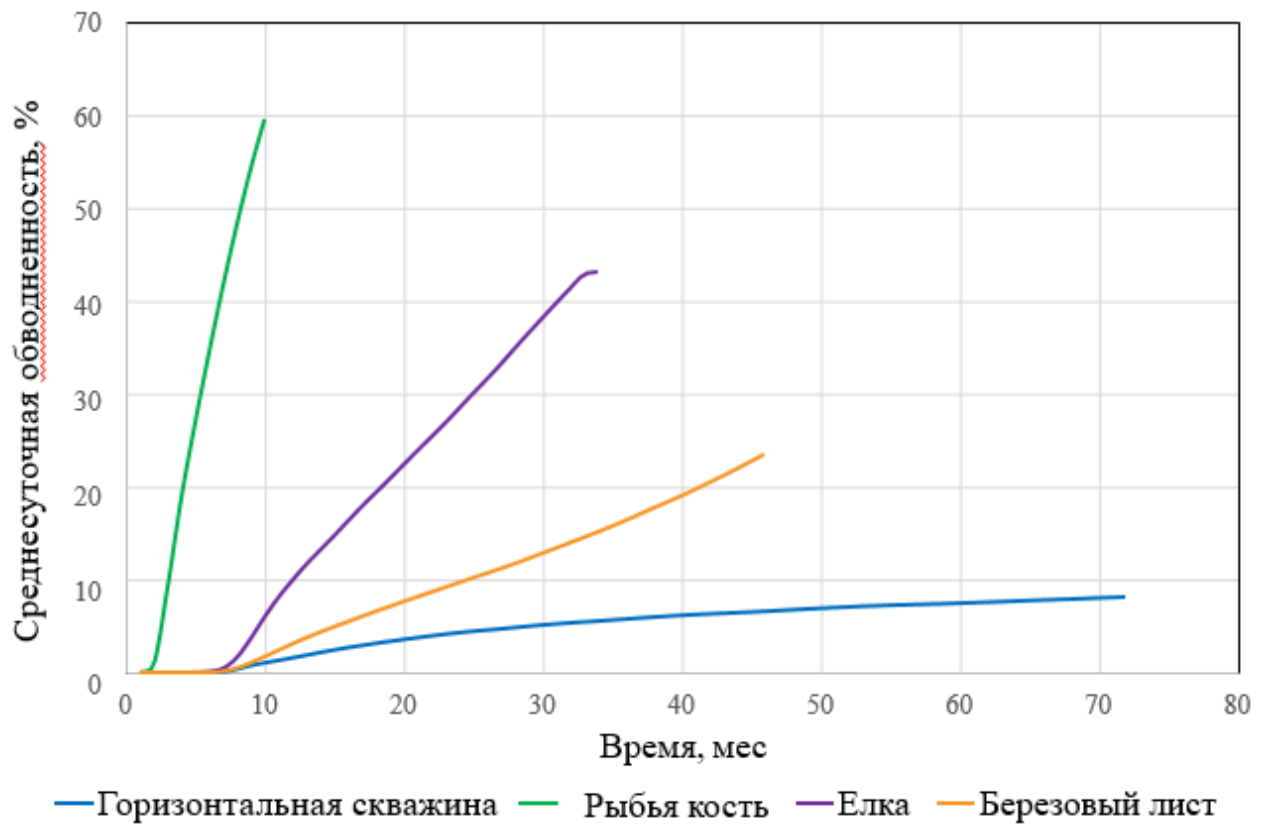


Figure A.12—Growth dynamics of average daily water cut

Table A.2 - Key development indicators

Well design	Development indicators		
	Accumulated production, mln tons	Water cut %	Penetration length, meters
Horizontal well	239,04	8	1000
Fish bone	186,46	60	2950
Fir-tree	240,56	43	3400
Birch leaf	287,04	33	2400

Analysis of the results of running the model allows us to conclude that a multilateral well with a Birch Leaf type structure provides:

- large accumulated production;
- increase in coverage factor and drainage area;
- increase in well operation time before possible gas breakthrough.

Приложение Б



Рисунок Б.1 – Пути повышения и оптимизации строительства скважины

Приложение В

Таблица В.1 – Стоимость подготовительных работ

№ п/п	Шифр расценки и коды ресурсов (обоснование коэффициента)	Наименование работ и затрат	Единица измерения	Количество единиц	Цена на ед. изм., руб.	Пункт коэф. пересчета	Всего в базисных ценах, руб.	Кэф. пересчета	Всего в текущих (прогнозных) ценах, руб.	Справочно, зарплата труда рабочих (ЗТР), всего, чел.-час; Стоим.ед. с нач., руб.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ТЕР01-02-099-01	Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см	100 деревьев	11726	57,83					
		Зарботная плата		117,26	48,97		5742,22	25,04	143785,2	
		Эксплуатация машин			8,86		1038,92	10,55	10960,6	
		Накладные расходы (НР) 80% от ФОТ (Фонда оплаты труда)								
		Сметная прибыль 45% от ФОТ								
		в т.ч. ЗПМ						25,04		
		ЗТР		5,21						610,92
		МР								2594,94
		МР								2594,94

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		НР от ФОТ	%	80			4593,78	$68=80*0.85$	97773,97	
		СП от ФОТ	%	45			2583,99	$36=45*0.8$	51762,69	
		Всего по позиции					13958,92		304282,5	
2	ТЕР01-02-100-01	Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см	100 хлыстов	11726	848,0 3					
		Заработная плата		117,26	126,9 8		14889,67	25,04	372837,5	
		Эксплуатация машин			721,0 5		84550,32	10,55	892005,9	
		Накладные расходы (НР) 80% от ФОТ (Фонда оплаты труда)								
		Сметная прибыль 45% от ФОТ								
		в т.ч. ЗПМ						25,04		
		ЗТР		16,28						1908,99
		МР								14093,42
		НР от ФОТ	%	80			11911,74	$68=80*0.85$	253529,47	
		СП от ФОТ	%	45			6700,35	$36=45*0.8$	134221,48	
		Всего по позиции					118052,0 9		1652594,3	

Таблица В.2 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	490,0 GRD213	0	50	400	0,02	50	1	1	1
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,2
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,17
Крепление (ЕНВ)									12,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,6
Итого									15,92
Кондуктор									
Бурение	393,7 GRD213	50	740	500	0,027	690	2	18,63	18,63
Промывка (ЕНВ)									0,47
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,84
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									25,2
Смена вахт									0,5

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ремонтные работы									2,15
Итого									56,49
Техническая колонна									
Бурение	TD-295,3 SVD 616-T1.2	740	1554	3200	0,06	814	1	48,48	48,48
Промывка (ЕНВ)									0,56
СПО и наращивание (ЕНВ)									9,72
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									30,1
Смена вахт									0,8
Ремонтные работы									3,7
ГТИ									6,9
Итого									104,96
Эксплуатационная колонна									
Бурение	215,9 ViM613	1554	3417	3200	0,08	1863	1	149,04	149,04
Промывка (ЕНВ)									0,88
СПО и наращивание (ЕНВ)									20,9
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									5,7
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									45,4
Смена вахт									1,9
Ремонтные работы									8,9

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГТИ									12,1
Итого									245,32
Итоговое время на бурение									422,7
Подготовительные работы									96

Таблица – В.3 – Сметная стоимость бурения скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Зарплата буровой бригады	сут	173,40	0,18	31,21	1,43 (1,01)	247,96 (175,13)	3,52	610,37	9,16	1588,34
Социальные отчисления, 30,4%	-	-		9,49		75,38 (52,54)		185,55		482,86
Зарплата доп. слесаря и эл/монтера	сут	20,69	0,18	3,72	1,43 (1,01)	29,59 (20,90)	3,52	72,83	9,16	189,52
Социальные отчисления, 30,4%	-			1,13		8,99 (6,27)		22,14		57,61
Содержание бурового оборудования	сут	246,55	0,18	44,38	1,43 (1,01)	352,57 (249,02)	3,52	867,86	9,16	2258,40
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	192,64	0,18	34,68	1,43 (1,01)	275,48 (194,57)	3,52	678,10	9,16	1764,59

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,6	-	-			3,52	860,99	9,16	2240,54
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	1,43 (1,01)	250,88 (177,19)	3,52	617,55	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут	240,95	-	-	1,43 (1,01)	344,56 (243,36)	3,52	848,14	-	0,00
Прокат РУС	сут	426,26							9,16	3904,54
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	0,18	2,83	1,43 (1,01)	22,45 (15,86)	3,52	55,26	9,16	143,81
Эксплуатация ДВС,	сут	84,13	0,18	15,14	1,43 (1,01)	120,31 (84,97)	3,52	296,14	9,16	770,63
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	0,18	26,91	1,43 (1,01)	213,76 (150,97)	3,52	526,17	9,16	1369,24
Эксплуатация спецтранспорта	сут	23,79	0,18	4,28	1,43 (1,01)	34,02 (24,03)	3,52	83,74	9,16	217,92
Зависящие от объема работ										
Сода каустик	т	138,18	0,065	8,98	0,1164	16,08	0,0313	4,33	0,177	24,46
Сода бикарбонат	т	229,31	0,065	14,91	0,233	53,43	0,0625	14,33	0,354	81,18
Бентонит марки ПБМБ	т	91,52	3,91	357,84						
Osno-Desco SA	т	366,98	0,065	23,85						
Барит	т	348	11,73	4082,04	9,312	3240,58	2,41	838,68		
Сульфанол	т	504,59			0,233	117,57	0,0625	31,54		
Гаммаксан	т	642,2			0,09312	59,80	0,0241	15,48	1,238	795,04

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Оснопак HV-O	т	779,8			0,2794	217,88	0,0723	56,38		
Оснопак LV-O	т	756,88			0,9312	704,81	0,241	182,41		
Atren Thermo A	т	275,2			0,1862	51,24	0,0482	13,26	6,012	1654,50
Atren-FK D	т	412,84			2,328	961,09	0,6025	248,74	7,07	2920,02
Хлористый калий	т	160,54							28,3	4543,28
Atren -Ores	т	114,68							26,5	3039,02
Atren-Bio A	т	275,23							0,177	48,72
Atren Antifoam B	т	1605,5							0,177	284,17
Долото 490,0 GRD213	шт	1661,7	1	1661,7						
Долото 393,7 GRD213	шт	1422			2	2844				
Долото TD-295,3 SVD 616-T1.2	шт	4983,6					1	4983,6		
Долото 215,9 ViM613	шт	5504,6							1	5504,6
Калибратор К-490,0 МС	шт	871,56	1	871,56						
Калибратор К 393,7 МС	шт	550,46			2	1100,92				
Калибратор К 295,3 МС	шт	412,84					1	412,84		
Калибратор К 215,9 МС	шт	275,23							1	275,23
Итого по интервалам				7194,65		11343,33 (10761,1)		12526,42		34158,22

Примечание: жирным выделены продолжительности и стоимость с применением опции «Купол»

Таблица В.4 – Сметная стоимость крепления скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Зарплата буровой бригады	сут	173,4	0,55	95,37	1,16	201,14	1,38	239,29	2,09	362,41
Социальные отчисления, 30,4%				28,99		61,15		72,74		110,27
Зарплата доп. слесаря и эл/монтера	сут	20,69	0,55	11,38	1,16	24,00	1,38	28,55	2,09	43,20
Социальные отчисления, 30,4%				3,46		7,30		8,68		13,15
Социальные отчисления, 30,4%				3,46		7,30		8,68		13,15
Содержание бурового оборудования	сут	246,55	0,55	135,60	1,16	286,00	1,38	340,24	2,09	515,29
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	0,55	8,64	1,16	18,21	1,38	21,67	2,09	32,81
Эксплуатация ДВС,	сут	84,13	0,55	46,27	1,16	97,59	1,38	116,10	2,09	175,83
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	0,55	82,21	1,16	173,40	1,38	206,28	2,09	312,41
Эксплуатация спецтранспорта	сут	23,79	0,55	13,08	1,16	27,60	1,38	32,83	2,09	49,72
Зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10 Д	344,38	т	5,325	1833,82						
Обсадные трубы 324x8,5 Д	344,38	т			50,616	17431,14				
Обсадные трубы 245x8,9 Д	345,38	т					93,24	32203,23		
Обсадные трубы 168,3x8 Е	399,1	т							91,44	36494,90
Обсадные трубы 139,7x10,5 Л	431,2	т							20,44	8813,73
БКМ-426	142,57	шт	1	142,57						

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-426	398,94	шт	1	398,94						
ПЦ-426/490	31,6	шт	6	189,60						
ПРП-Ц-426	70,45	шт	1	70,45						
БКМ-324	74,77	шт			1	74,77				
Продолжение ЦКОДМ-324	142	шт			1	142,00				
ЦТГМ-324/394	35	шт			21	735,00				
ПЦ-324/394	31,6	шт			5	158,00				
Продолжение ПРП-Ц-324	35,4	шт			1	35,40				
БКМ-245	56,93	шт					1,00	56,93		
ЦКОДМ-245	103,4	шт					1	103,40		
ЦТГ-245/295	26,4	шт					25	660,00		
ПЦ-245/295	25,4	шт					23	584,20		
ПРП-Ц-245	26,14	шт					1	26,14		
БКП-Вр-140	80,7	шт							1	80,70
ЦКОДУ-140	63	шт							1	63,00
Муфта гидравлическая (ГРП) МГ-139,7	807,34	шт							5	4036,70
Набухающий пакер Б-П-НК 140	359,63	шт							10	3596,30
ПЦ-2-140/216	16,7	шт							97	1619,90
Переводник П 168/140	18,8	шт							1	18,80
ПГМЦ1.168	5271,33	шт							1	5271,33
ЦТГ-168/216	20,16	шт							46	927,36
ПЦ-2-168/216	20,16	шт							5	100,80
ПРП-Ц-Н 140	17,7	шт							1	17,70
ПРП-Ц-В 140	9,84	шт							1	9,84
МБП-СМ	0,69	кг	547,94	378,0786	410,268	283,0849	236,58	163,2402	138,27	95,4063

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
МБП-МВ	0,98	кг	469,66	460,2668	351,66	344,6268	202,78	198,7244	118,52	116,1496
ПЦТ - II - 50	28,9	т	7,64	220,796	9,9	286,11				
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	27	т			31,68	855,36				
ПЦТ - II - 100	30,6	т					5,79	177,174	6,44	197,064
ПЦТ - III - Об (4-6) – 100	28,44	т					30,75	874,53	25,55	726,642
НТФ	1,17	кг	2,44	2,8548	21,01	24,5817	19,17	22,4289	16,45	19,2465
Итого по интервалам				4122,39		21266,45		36136,38		63820,60

Таблица В.5 – Сметная стоимость испытания скважин

№	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др. обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	количество	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
1	2	3	4	5	6	7
		Затраты, зависящие от времени				
1	49-2008	Оплата труда буровой бригады	сут	25,4	4,7	119,38
				25,4		119,38
2	49-2046, к=0,89 п.1.14	Оплата труда слесаря по обслуживанию буровой и электромонтера	сут	8,86	4,7	41,62
				8,86		41,62
3	49-4369	Спецтранспорт автомобильный на 40 км	сут.	23,79	4,7	111,81
4	49-2112	Амортизация оборудования	сут	192,641	4,7	905,41
5	Приложение №1 к см.р. 3.1 и 3.2 с к=0,189	Стоимость материалов и запасных частей	сут	99,86	4,7	469,35
6	49-2424	Содержание бурового оборудования и инструмента	сут	<u>246,55</u>	4,7	<u>1158,79</u>
				94,37		443,54

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7
7	49-2676 т.7, стр.10, κ=0,62	Эксплуатация ДВС	сут	<u>84,13</u>	4,7	<u>395,41</u>
				32,42		152,37
8	49-2706	Эксплуатация ПЭС ТМЗ-ДЭ-104 СЗ	сут	32,73	4,7	153,83
9	49-2443	Содержание средств контроля и диспетчеризации	сут	28,33	4,7	133,15
				12,26		57,62
10	49-4432	Дежурный бульдозер	час	4,6	37,6	172,96
11	49-2417 с κ=0,63	Износ инструмента	сут	6,27	4,7	29,49
12	49-2420 с κ=0,63	Износ ловильного инструмента	сут	1,70	4,7	7,99
13	См Р № 4.4.1.	Транспортировка грузов				
		Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт:				3712,34
				3712,34		827,67
				827,67		
		Корректировка зарплаты				
		основная зарплата рабочих				827,67
		дополнительная зарплата рабочих 9,7%				80,28
		отчисления от ФОТ 30,4%				274,45
		Итого зарплата с учетом корректировки				1227,55
		ИТОГО по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты				<u>4112,22</u>
				4112,22		1227,55
				1227,55		
		Стоимость одних суток испытания	руб			789,86
						176,10

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7
		Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты	руб			873,41
		-				261,18
		<u>Затраты, зависящие от объема работ</u>				
25	49-2740, κ=0,6	Дежурство ЦА-320	сут	15,486	56,4	873,41
				8,802		496,43
		Итого по затратам, зависящим от объема работ	руб			873,41
						496,43
		Всего по затратам, зависящим от объема работ	руб			
		873,41				
		496,43				
		Корректировка зарплаты				
		основная зарплата рабочих				496,43
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				39,22
		отчисления от ФОТ 30,4%				162,84
		Итого зарплата с учетом корректировки				698,49
		ИТОГО по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты				1075,47
		1075,47				698,49
		698,49				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт	руб			<u>4572,61</u>
		4572,61				1310,97
		1310,97				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты	руб			5126,97

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7
		5126,67				1865,33
		1865,33				