

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ачимовскую пачку нефтегазоконденсатного месторождения</b>

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Солоницын Александр Артемьевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

**Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p>И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

#### Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач

		<p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p> <p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p> <p>И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей</p> <p>И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов</p> <p>И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород</p>
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	<p>И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы</p> <p>И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные</p> <p>И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам</p> <p>И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ</p>
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	<p>И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности</p> <p>И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента</p> <p>И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении</p> <p>И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства</p>
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	<p>И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве</p> <p>И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы</p> <p>И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ</p>
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	<p>И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности</p> <p>И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства</p> <p>И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций</p> <p>И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, ис-</p>

		<p>точники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии</p> <p>И.ОПК(У)-5.5 Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах</p>
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	<p>И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности</p> <p>И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности</p>
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b>				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин. 7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой су-первайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–1 Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при строительстве скважин
		19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах строительства и капитального ремонта скважин
			ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промышленную теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин
			ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ



Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
<b>Тип задач профессиональной деятельности: проектный</b>				
<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.</p>	<p>19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»</p>	<p>ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ	И.ПК(У)-8.1 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

\_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Солоницын Александр Артемьевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ачимовскую пачку нефтегазоконденсатного месторождения»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП, предусмотреть термоизолированное направление 30 м 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный 5. Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта T1=700 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: выбрать 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя: фильтр хвостовик Способ освоения скважины (выбрать): ГРП/свабирование/струйный насос/компрессирование
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

	2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
--	---

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8В	Солоницын Александр Артемьевич		

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(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)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Негерметичность обсадных колонн	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

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

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8В	Солоницын Александр Артемьевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость компонентов бурового раствора</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора</i>

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

<i>1. Общая характеристика предприятия</i>	<i>Основные направления деятельности предприятия</i>
<i>2. Схема и описание организационной структуры управления предприятием</i>	<i>Организационная структура управления предприятием</i>
<i>3. Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	<i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i>

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСНГ ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук, Доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б8В	Солоницын Александр Артемьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б8В	Солоницыну Александру Артемьевичу

<b>Школа</b>	ИШПР	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ачимовскую пачку нефтегазоконденсатного месторождения</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения: бурение скважин на нефтяном месторождении (ЯНАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> <li>• Статья 297;</li> <li>• Статья 298;</li> <li>• Статья 300;</li> <li>• Статья 301;</li> </ul> </li> <li>– Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ</li> <li>– ГОСТ 12.2.033-78 "Рабочее место при выполнении работ стоя".</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума на рабочем месте</li> <li>– Повышенный уровень вибрации</li> <li>– Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий</li> <li>– Пожаровзрывоопасность</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<b>Атмосфера:</b>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок;</li> <li>– Выбросы при ГНВП.</li> </ul> <p><b>Гидросфера:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом.</li> </ul> <p><b>Литосфера:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Вырубка деревьев;</li> <li>– Повреждение или уничтожение почвенного слоя;</li> <li>– Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p><b>Возможные ЧС:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– ГНВП;</li> <li>– Пожары и взрывы на БУ;</li> <li>– Лесные пожары;</li> <li>– Взрывы ГСМ.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Солоницын Александр Артемьевич		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 125 страницы, 29 таблиц, 19 рисунков, 21 литературный источник, 4 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, цементирование, хвостовик, газоконденсат.

Объектом исследования является Ачимовская пачка нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием с применением хвостовика.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых норм и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3740 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ММП – многолетнемерзлые породы

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ТЖГ – тяжелая жидкость глушения.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	23
1 Общая и геологическая часть .....	24
1.1 Геологические условия бурения .....	24
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения .....	25
1.3 Зоны возможных осложнений .....	26
2 Технологическая часть .....	27
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....	27
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	30
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	30
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	30
2.2.3 Определение числа колонн и глубины их спуска.....	31
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	33
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	34
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	34
2.3 Проектирование процессов углубления .....	37
2.3.1 Выбор способа бурения .....	37
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	38
2.3.3 Выбор типа калибратора .....	39
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото .....	40
2.3.5 Расчет частоты вращения долота .....	41
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	42
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	44
2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	46

2.3.8.1 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.....	46
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	47
2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	54
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	54
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	54
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	63
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	63
2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов .....	65
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	66
2.5 Выбор буровой установки.....	69
3. Обзор современных решений для спуска обсадных колонн до проектной глубины .....	70
3.1 Аварии и осложнения .....	70
3.2 Современная технологическая оснастка обсадных колонн.....	70
3.2.1 Колонные башмаки .....	70
3.2.2 Центраторы .....	71
3.3 Современные методы спуска обсадных колонн .....	76
3.3.1 Спуск с применением сухой смазки.....	76
3.3.2 Спуск обсадных колонн методом флотации .....	77
3.3.3 Бурение на обсадной колонне.....	78
Заключение .....	79
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	80

4.1.	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....	80
4.1.1.	Основные направления деятельности предприятия .....	80
4.1.2.	Организационная структура предприятия.....	81
4.2.	Состав буровой бригады и роли работников в процессе строительства скважин .....	82
4.3.	Расчет сметной стоимости буровых растворов.....	84
5.	Социальная ответственность .....	86
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	86
5.1.1	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	87
5.2	Производственная безопасность.....	88
5.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего.....	89
5.3.1	Повышенный уровень шума на рабочем месте .....	89
5.3.2	Повышенные уровни вибрации .....	89
5.3.3	Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении .....	91
5.3.4	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.....	92
5.3.5	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий .....	92
5.4	Экологическая безопасность.....	95
5.4.1	Защита атмосферы .....	95
5.4.2	Защита гидросферы.....	96
5.4.3	Защита литосферы.....	97

5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	99
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	101
	Приложение А Геологические данные .....	104
	Приложение Б Технологическая часть .....	107
	Приложение В Финансовый менеджмент .....	126
	Приложение Г Социальная ответственность .....	128

## ВВЕДЕНИЕ

Строительство скважин является неотъемлемой частью добычи углеводородов, их добыча без этого невозможна. Скважины, сооружаемые для разработки месторождений, предназначены для разных целей, например, разведка запасов, добыча углеводородного сырья, поддержание пластового давления путем закачки различных реагентов и т.д.

С момента начала добычи углеводородов прошло более 150 лет, и за такой значительный срок легкодоступные месторождения нефти исчерпаны, однако спрос на углеводороды и производные из них компоненты растет с каждым днем. Всё это вынуждает прибегать к разведке новых месторождений нефти и газа, разработке новых методов добычи углеводородов в осложненных условиях, такие запасы называют трудноизвлекаемыми. В таких условиях, не только добыча углеводородов сложна, но и строительство скважин осложняется, появляются новые проблемы в процессе бурения.

Благодаря спросу на новые технологии научно-технический прогресс не стоит на месте, и от момента лабораторных исследований и испытаний, до применения на производственных объектах проходит всё меньше времени. Современные буровые растворы, предотвращающие множество осложнений бурения и обеспечивающие качественное вскрытие пласта. Роторные управляемые системы и телеметрия, позволяющие проводить скважины сложной пространственной формы и точно попадать в запроектированную точку пласта. Всё это позволяет прокладывать сложные, многокилометровые скважины.

Применение современных дорогостоящих технологий для добычи углеводородного сырья, влечет за собой рост стоимости конечного продукта, поэтому применение новых технологий должно быть экономически обосновано.

Цель работы заключается в обосновании технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Ачимовскую пачку нефтегазоконденсатного месторождения. В данной работе описаны технические и технологические решения для строительства скважины.

# 1 Общая и геологическая часть

## 1.1 Геологические условия бурения

Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-930	1,4
930-2180	1,2
2180-2850	1,1
2850-3870	1,07

Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-930	МС	5
930-1235	М	4
1235-1295	МС	5
1295-3870	С	5

Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см <sup>2</sup> на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q	0	45	0,1019716212978	0,1631545940765
P <sub>3</sub> at	45	85	0,1019716212978	0,1600954454375
P <sub>2-3</sub> yr	85	170	0,1019716212978	0,1662137427154
P <sub>2</sub> ll	170	380	0,1019716212978	0,1702926075673
P <sub>1</sub> tbs	380	645	0,1019716212978	0,1733517562062
K <sub>2</sub> gn	645	930	0,1019716212978	0,1631545940765
K <sub>2</sub> br	930	1295	0,1019716212978	0,1774306210582
K <sub>1-2</sub> pk	1295	2180	0,1019716212978	0,182529202123
K <sub>1</sub> tn	2180	2850	0,1019716212978	0,1794700534841
K <sub>1</sub> st	2850	3200	0,1019716212978	0,182529202123
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16-17</sub> )	3200	3400	0,1203265131314	0,1906869318269



Продолжение таблицы 1.3

К <sub>1</sub> st	3400	3550	0,1019716212978	0,1896672156139
К <sub>1</sub> st (ачимовская пачка)	3550	3870	0,1692728913543	0,2019038101696

Литологическая характеристика разреза скважины приведена в таблице А.1.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважин приведены в таблице А.2.

## 1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения

Нефтегазональность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазональность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки (для газа – тыс. м <sup>3</sup> /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
К <sub>1</sub> st	3232	3252	г/к	0,914	-	-
К <sub>1</sub> st	3262	3272	г/к	0,914	-	-
К <sub>1</sub> st	3302	3317	Нефть*	703	-	45,2
К <sub>1</sub> st	3362	3412	г/к	0,914	-	-
К <sub>1</sub> st (Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup> )	3602	3622	г/к	0,914	-	--

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q - P <sub>1</sub> tbs	0	400	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование
K <sub>2</sub> gn	645	930	
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16</sub> <sup>0</sup> )	3232	3252	Нефтегазоводопроявления
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16</sub> <sup>1-2</sup> )	3262	3272	
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16</sub> <sup>1-3</sup> )	3302	3317	
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>17</sub> <sup>1-1</sup> )	3362	3412	
K <sub>1</sub> st (Ач <sub>5</sub> <sup>2-3</sup> )	3602	3622	
P <sub>1</sub> tbs	400	645	Поглощение
K <sub>2</sub> gn	645	930	
K <sub>2</sub> br	930	1235	
K <sub>1-2</sub> pk	1295	2180	
K <sub>1</sub> tn	2180	2850	
K <sub>1</sub> st	2850	3200	
K <sub>1</sub> st (БУ <sub>16-17</sub> )	3200	3400	
K <sub>1</sub> st (ачимовская пачка)	3550	3870	

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Входные данные по профилю и данные самого профиля приведены в таблицах 2.1, 2.2 соответственно. Профиль скважины на рисунке 2.1.

Таблица 2.1 – Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали (по стволу), м		Максимально-допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100м	максимально-допустимый на интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
1	2	3	4		минимально-допустимый	максимально-допустимый
3350 (3429)	3450 (3529)	0	0,18	45	0	-

Таблица 2.2 – Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)			в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	150	150	0	0	0	0	0	150	150
150	236	86	1,5	0	13	10	10	87	237

Продолжение таблицы 2.2

236	3166	2929	0	13	13	680	690	3007	3244
3166	3252	86	-1,5	13	0	10	700	87	3331
3252	3602	350	0	0	0	0	700	350	3681
3602	3622	20	0	0	0	0	700	20	3701
3622	3661	39	0	0	0	0	700	39	3740

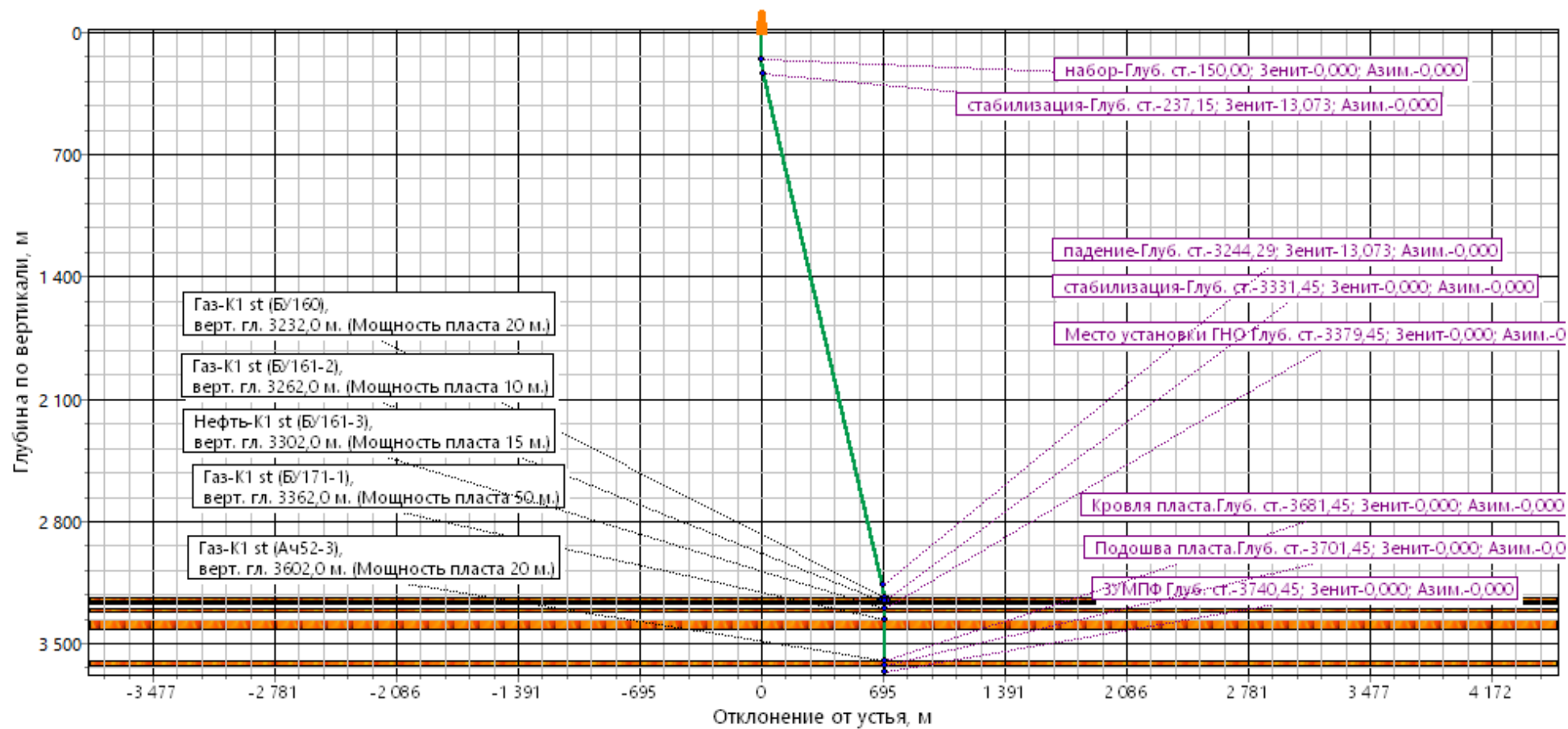


Рисунок 2.1 – Профиль скважины

## **2.2 Обоснование конструкции скважины**

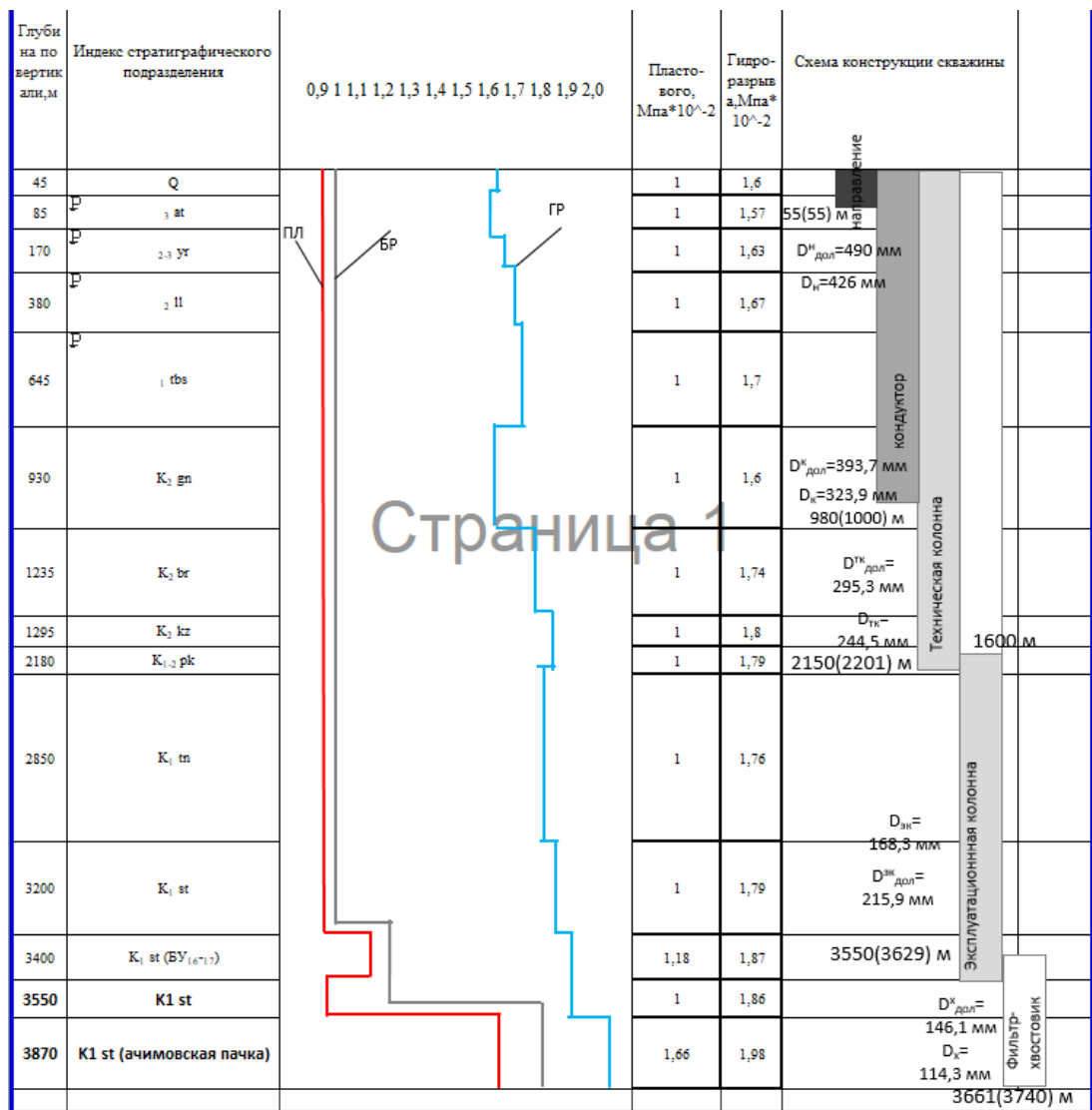
### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется тип заканчивания скважины – фильтр-хвостовик.

### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

Основная цель совмещенного графика давлений – выявить потенциально несовместимые по условию участка бурения.

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 2.2):



Страница 1

Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

**2.2.3 Определение числа колонн и глубины их спуска**

Направление-термокейс спускается в скважину для предупреждения разрыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, и предупреждения растепления ММП. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В моей скважине четвертичные отложения заканчиваются на глубине 45м от поверхности, следует спустить кондуктор на 55м.[1]

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, *плотности* нефти.

В моём варианте имеется один пласт с нефтью и четыре пласта с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. Результаты расчетов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

Имя пласта	Ю11*
$L_{кр}$	3302
$\Gamma_{пл}$	0,118
$\Gamma_{грп}$	0,179
$P_n$	703
Расчетные значения	
Пластовое давление	389,636
$L_{конд\ min}$	1600
Запас	1,09
Принимаемая глубина	1600

Далее необходимо рассчитать минимальную глубину спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту. Результаты расчетов представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту

$L_{кр}$	3232	3262	3362	3602
$\Gamma_{пл}$	0,118	0,118	0,118	0,166
$\Gamma_{грп}$	0,179	0,179	0,179	0,186
$y$	0,914	0,914	0,914	0,914
Расчетные значения				
$P_{пл}$	381,376	384,916	396,716	597,932



Продолжение таблицы 2.4

$P_{гр}$	375,9	375,9	384,85	641,7
$e^s$	1,11	1,11	1,12	1,01
$P_{пл} / e_s$	343,86	346,10	355,08	589,68
$L_{контд min}$	2100	2100	2150	3450
Требуемый запас	1,09	1,09	1,08	1,09
Принимаемая глубина	3450			

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что необходимо использовать техническую обсадную колонну, потому что минимальная глубина спуска предыдущей колонны превышает 1400м. Спускаем кондуктор на глубину 980(1000) м, для перекрытия осложнений. Техническую колонну спускаем до глубины 2150(2201) м, т.к в момент вскрытия четырех верхних продуктивных пластов по расчету минимальная глубина спуска колонны должна составлять 2150(2201) метров.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы пласта с АВПД. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3550(3629) м. Для заканчивания интервала АВПД решено использовать хвостовик, в силу большой глубины интервала и меньшей металлоемкости хвостовиков.

Фильтр-хвостовик спускается до проектного забоя, закрепляется на предыдущей колонне с перекрытием 75 м по правилам нефтегазовой безопасности [2]. Хвостовик спускается на глубину 3661(3740) м, с учетом ЗУМПФа 39м.

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: [2]

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 55(55) м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 980(1000) м.

Техническая колонна цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 2150(2201) м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как имеется газовый пропласт интервал цементирования будет составлять 1750м.

Фильтр-хвостовик не цементируется.

### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Хвостовик

Диаметр хвостовика составляет 114,3мм, диаметр долота 146,1мм

Эксплуатационная колонна

Диаметр эксплуатационной колонны составляет 168,3мм и диаметр долота 215,9мм.

Техническая колона

Диаметр технической колонны составляет 244,5мм и диаметр долота 295,3мм.

Кондуктор

Диаметр кондуктора составляет 323,9мм и диаметр долота 393,7мм.

Направление-термокейс

Диаметр колонны составляет 426мм, а диаметр долота 490мм.

### **2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны  $P_{оп}$ , которое

должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле 2.1:

$$P_{on} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (2.1)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 2.2:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2.2)$$

где  $P_{МУ}$  – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле 2.3:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (2.3)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле 2.4:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (2.4)$$

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5, 2.6.

Таблица 2.5. – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	40,03
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	36,39
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	16,20
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	33,08
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	38,96
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	703

Продолжение таблицы 2.5

Ускорение свободного падения	$g$	9,80665
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3302
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	45,2
Основание натурального логарифма	$e$	2,72
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,31
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	4206,60

Таблица 2.6. –Результаты расчета давления опрессовки колонн по газовому пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	34,41	34,64	35,38	52,17
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,10	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	31,28	31,49	32,16	47,43
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	28,44	28,63	29,24	43,12
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,30	0,30	0,31	0,33
Основание натурального логарифма	$e$	2,70	2,70	2,70	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,914	0,914	0,914	0,914
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3232	3262	3362	3602
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	38,137 6	38,491 6	39,671 6	59,793 2
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_n$ $l$	0,0118	0,0118	0,0118	0,0166

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление необходимое для ликвидации ГНВП для газовой скважины будет выше, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное:

$$P_{оп} = 52,17 \text{ МПа.}$$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);

- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-70-168×245×324 К1 ХЛ

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/273-70.

## 2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения совмещенный, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Результаты выбора способа бурения приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	55	СВП
55	980	СВП+ВЗД
980	2150	СВП+ВЗД
2150	3550	СВП+ВЗД
3550	3661	СВП+ВЗД

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-55	55-980	980-2150	2150-3550	3550-3661
Шифр долота		490 мм (19 19/64") МСЗ- ГВУ (IADC 535) Бурин- тех	15 1/2'' БТ6916МА- 095 (393,7 мм) IADC S323	11 5/8'' БТ6616SМА- 002 (295,3 мм) IADC S422	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38 IADC S423	БИТ 146 В 613 УЕ.30 IADC S433
Тип долота		шаро- шеч- ное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	146,1
Тип горных пород		МС	МС	С	С	С
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3-201	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,75	0,466	0,302	0,37	0,29
Масса, кг		460	180	90	45	17
G, тс	Рекомен- дуемая	22	3-8,	5-12	5	2
	Макси- мальная	40	10	12	15	10

## Продолжение таблицы 2.8

n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	100-160	100-180	150-400	60-320
	Максимальная	300	160	180	400	320

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик проектируется долото PDC марки МС для кондуктора и марки С для остальных интервалов (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

### 2.3.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трех-шарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения всех интервалов проектируются калибраторы с прямыми лопастями, которые позволят уменьшить гидравлические сопротивления при про-

мывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервалы сложены средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал	0-55	55-980	980-2150	2150-3550	3550-3661	
Шифр калибратора	К-490мс	КЛ 390,5	КЛ 292,1	КЛ 212	КЛ 142,9	
Тип калибратора	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями	
Диаметр калибратора, мм	490	390,5	292,1	212	142,9	
Тип горных пород	МС	МС	С	С	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152	3-117	М 3-88/ М 3-86
	API					
Длина, м	1,15	0,75	0,55	0,425	0,4	
Масса, кг	560	150	100	50	30	

### 2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото					
Интервал	0-55	55-980	980-2150	2150-3550	3550-3661
Исходные данные					
Порода	МС	МС	С	С	С
Д <sub>д</sub> , см	49	39,37	29,53	21,59	14,61



Продолжение таблицы 2.10

$G_{пред}, Тс$	40	10	12	15	10
Результаты проектирования					
$G_{доп}, Тс$	32	8	9,6	12	8
$G_{проект}, Тс$	6	7	7	9	8

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки опираясь на то, что большие статические нагрузки берутся для категорий пород М и МС, а наименьшие значения нагрузки берутся при категориях Т и К.

### 2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчетов представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Результаты частоты вращения долота

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента						
Интервал		0-55	55-980	980-2150	2150-3550	3550-3661
Исходные данные						
$V_{л}, м/с$		1,8	2	2	1,5	1,5
Порода		МС	МС	С	С	С
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146,1
Результаты проектирования						
$n_1, об/мин$		70	97	129	133	196
$n_{стат}, об/мин$		40-60	100-160	100-180	140-200	120-220
$n_{проект}, об/мин$		40	100	130	140	200

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-55 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что вращение ротора ограничено. Для кондуктора и технической колонны были выбраны значения в пределах статистических нагрузок. Для эксплуатационной колонны и хвостовика была выбрана расчетная величина, обеспечивающая оптимальную линейную скорость на периферии долота.

### **2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора**

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.12.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 35 л/с для обеспечения качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 42 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 36 л/с, что обеспечит качественную очистку забоя, вынос шлама, стабильную работу ВЗД и предотвратит ослабления.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, что обеспечит качественную очистку забоя, вынос шлама, стабильную работу ВЗД и предотвратит ослабления.

Таблица 2.12 – Расход бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора					
Интервал	0-55	55-980	980-2150	2150-3550	3550-3661
Исходные данные					
$D_d$ , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
$K$	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5
$K_k$	1,4	1,4	1,2	1,1	1,07
$V_{кр}$ , м/с	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13
$V_m$ , м/ч	40	30	25	20	20
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,89
$d_{нmax}$ , м	22,2	12,7	11,9	10,3	6
$n$	3	9	6	6	8
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	1,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,18	1,18	1,08	1,269	1,773
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
$S$ заб	0,19	0,12	0,07	0,04	0,02
$S$ max	0,18	0,11	0,06	0,02	0,00
$D_c$	0,83	0,74	0,60	0,51	0,40
Результаты проектирования					
$Q_1$ , л/с	113	73	34	18	8
$Q_2$ , л/с	100	52	27	14	3
$Q_3$ , л/с	88	55	42	18	4

Продолжение таблицы 2.12

$Q_4$ , л/с	39	67	42	36	28
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q$ , л/с	39-113	52-73	27-42	14-36	3-23
Запроектированные значения расхода БР					
$Q_{\text{проект}}$ , л/с	35	70	42	36	15

### 2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя						
Интервал		0-55	55-980	980-2150	2150-3550	3550-3661
Исходные данные						
$D_d$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146,1
$G_{oc}$ , кН		59	69	69	69	88
$Q$ , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}$ , мм		-	314,96	236,24	172,72	116,88
$M_p$ , кН*м		-	3,54	2,68	1,99	1,75
$M_o$ , Н*м		-	196,85	147,65	107,95	73,05
$M_{уд}$ , Н*м/кН		-	48,74	36,94	27,41	19,03

Для интервала бурения 55–980 м под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.5.60 IDT, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 980-2150 м под техническую колонну выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5.40 IDT, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2150-3550 м под эксплуатационную колонну выбирается винтовой забойный двигатель ДР-176.6.40 IDT, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 3550-3661 м под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДР-120.7.33 IDT, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Технические характеристики запроектированного винтового забойного двигателя представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей									
Двигатель	Интервал	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт	углы искривления
ДР-240.5.60 IDT	К	240	5,6	1750	30-50	108-180	25,5	95-505	0-2*
Д-240.5.40 IDT	ТК	240	3,6	1800	30-50	84-150	15	97-236	-
ДР-176.6.40 IDT	ЭК	176	5,7	1400	25-35	132-180	7,5	115-193	0-2*
ДР-120.7.33 IDT	Х	120	1,4	500	12-24	108-216	3,1	33-96	-

## 2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, Б.4, Б.5.

### 2.3.8.1 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение  $Q_{\text{ТК}}$  для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 174 и 183 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ . Результаты расчетов представлены в таблице А 21.

$$Q_{\text{тк-300}}=174 \cdot 0,9 = 156,6 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}}=183 \cdot 0,9 = 164,7 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{бт}}} = \frac{156,6}{127,7} = 1,22 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{бт}}} = \frac{164,7}{127,7} = 1,28 > 1,15$$

Табличное значение  $Q_{\text{ТК}}$  для труб 89 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,35 мм составляет 126 и 131 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{\text{тк-300}}=126 \cdot 0,9 = 113,4 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}}=131 \cdot 0,9 = 117,9 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{бт}}} = \frac{113,4}{87,17} = 1,3 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{бт}}} = \frac{117,9}{87,17} = 1,35 > 1,15$$

Расчеты приведены в таблице Б.6.

## 2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

### 2.3.9.1 Выбор промывочной жидкости под направление

Направление спускается с целью предотвращения размыва устья скважины, осыпей, обвалов и создания замкнутой циркуляции бурового раствора при бурении под удлиненное направление. Цементируется до устья. Большой диаметр ствола скважины, низкая скорость восходящего потока промывочной жидкости обуславливают возникновение ряда проблем при бурении данного интервала, основными из которых являются: осыпи и обвалы стенок скважины.

Для бурения данного интервала был выбран полимер-глинистый раствор, реагенты для этого и всех последующих интервалов, кроме хвостовика, будут поставляться ООО «Добурз» Состав раствора приведен в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

№	Наименование химреагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м <sup>3</sup>
1	Сода кальцинированная, марка Б	Регулятор рН и жёсткости	1
2	Каустическая сода	Контроль рН	1

Продолжение таблицы 2.15

3	Бентонитовый глинопорошок	Структурообразователь	20
4	Полианионная целлюлоза высоковязкая 80 - BurPac-R	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
5	Полианионная целлюлоза низковязкая 80 - BurPac-L	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
6	BurLub	Смазка	1
7	Утяжелитель		266,45

Примерные технологические свойства полимер-глинистого раствора представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Примерные технологические свойства полимер-глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,18
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

### 2.3.9.2 Выбор промывочной жидкости под кондуктор

Кондуктор спускается с целью перекрытия зон возможного поглощения, кавернообразования и обвалов стенок скважины, а также для установки противовыбросового оборудования. Цементируется на всю длину.

Интервал сложен песками мелко- и среднезернистыми, полевошпатово-кварцевыми, с прослоями глин, алевролитов, глины темно-серые, зеленовато-серые, алевролитистые, известковистые, с пиритизированными водорослями. Состав раствора приведен в таблице 2.17.



Таблица 2.17 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

№	Наименование химреагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м <sup>3</sup>
1	Сода кальцинированная, марка Б	Регулятор рН и жёсткости	1
2	Каустическая сода	Контроль рН	1
3	Бентонитовый глинопорошок	Структурообразователь	20
4	Полианионная целлюлоза высоковязкая 80 - BurPac-R	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
5	Полианионная целлюлоза низковязкая 80 - BurPac-L	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
6	BurLub	Смазка	1
7	Утяжелитель		266,45

Примерные технологические свойства полимер- глинистого раствора представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Примерные технологические свойства полимер- глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,18
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

### 2.3.9.3 Выбор промывочной жидкости под техническую колонну

Техническую колонну спускаем до глубины 2202м, т.к в момент вскрытия четырех верхних продуктивных пластов по расчету минимальная глубина спуска колонны должна составлять 2202 метров. Цементируется на всю длину.

Интервал сложен неравномерное переслаивание алевролито-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых,

среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевриты разномзернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдяные. Состав раствора приведен в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

№	Наименование химреагента	Описание назначения	Расход кг(л)/м <sup>3</sup>
1	Сода кальцинированная, марка Б	Регулятор pH и жесткости	1
2	Каустическая сода	Контроль pH	1
3	Бентонитовый глинопорошок	Структурообразователь	20
4	Полианионная целлюлоза высоковязкая 80 - BurPac-R	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
5	Полианионная целлюлоза низковязкая 80 - BurPac-L	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
6	BurLub	Смазка	1
7	Утяжелитель		153,8

Примерные технологические свойства полимер-глинистого раствора представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Примерные технологические свойства полимер-глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,12
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

#### 2.3.9.4 Выбор промывочной жидкости под эксплуатационную колонну

Интервал бурения эксплуатационной колонны (2202-3629м) сложен песчаниками, алевритами и алевролитами, алевритистыми глинами, аргилитоподобными глинами. Данный интервал не вскрывает исследуемый продуктивный пласт, поэтому загрязнение пластов при бурении не повлечет за собой недостоверные исследования пласта в Ачимовской пачке на проектной глубине. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет полимер-глинистый, т.к. не высокая стоимость и можно за раз завести реагенты для бурения всех интервалов, кроме хвостовика. Состав раствора приведен в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

№	Наименование химреагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м <sup>3</sup>
1	Сода кальцинированная, марка Б	Регулятор рН и жёсткости	1
2	Каустическая сода	Контроль рН	1
3	Бентонитовый глинопорошок	Структурообразователь	20
4	Полианионная целлюлоза высоковязкая 80 - BurPac-R	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
5	Полианионная целлюлоза низковязкая 80 - BurPac-L	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
6	BurLub	Смазка	1
7	Утяжелитель		520,7

Примерные технологические свойства полимер- глинистого раствора представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Примерные технологические свойства полимер- глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,3
Условная вязкость, с	30-40

Продолжение таблицы 2.22

Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

### 2.3.9.5 Выбор промывочной жидкости под хвостовик

Интервал бурения хвостовика (3629-3740м), Ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин. Данный интервал вскрывает исследуемый продуктивный пласт, поэтому загрязнение пластов при бурении повлечет за собой недостоверные исследования пласта в Ачимовской пачке на проектной глубине. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет полимерный ингибированный ПИБР-3. Раствор поставляется компанией ООО «Геосинтез Инжиниринг».

ПИБР-3 может применяться для бурения наклонных скважин, боковых и горизонтальных стволов, вскрытия продуктивных горизонтов. В большинстве случаев, ПИБР-3 обеспечивает более высокий коэффициент восстановления проницаемости коллекторов, чем традиционный хлоркалийевый раствор. Отличительной особенностью промывочной системы ПИБР-3 является использование в качестве основного реагента-стабилизатора модифицированного акрилового сополимера AbramiX-K<sup>®</sup>. AbramiX-K<sup>®</sup> является наиболее мощным органическим ингибитором глинистых пород, позволяющим, в большинстве случаев, обеспечить необходимый уровень устойчивости скважин без дополнительного применения хлорида калия. Состав раствора приведен в таблице 2.23.

Утяжелитель буровых растворов используется на основе сидерита от ООО «Берёзовский Мрамор».

Таблица 2.23 – Компонентный состав ПИБР-3

№	Наименование химреагента	Описание назначения	Расход кг(л)/м <sup>3</sup>
1	Каустическая сода	Контроль Ph	0,5
2	Сода кальцинированная, марка Б	Регулятор рН и жёсткости	1
3	AbramiX-K	Реагент-стабилизатор буровых растворов, органический ингибитор глин и глинистых сланцев, полимерная основа промывочной системы ПИБР	30
4	Бентонитовый глинопорошок	Структурообразователь	30
5	Полианионная целлюлоза высоковязкая 80 - BurPac-R	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
6	Полианионная целлюлоза низковязкая 80 - BurPac-L	Регулятор фильтрации, вязкости	0,5
7	BurLub	Смазка	1
8	РПС	Разжижитель	5
9	Утяжелитель буровой сидеритовый Кислоторастворимый		1272,5

Примерные технологические свойства раствора ПИБР-3 представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Примерные технологические свойства ПИБР-3.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,81
Условная вязкость, с	80-120
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	60-90/100-140
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6
рН	9,5-10,5
Содержание песка, %	< 0,5

### **2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Б.7-9 соответственно.

## **2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин**

### **2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность**

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

#### **2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений**

На рисунках 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 представлены эпюры наружных избыточных давлений в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

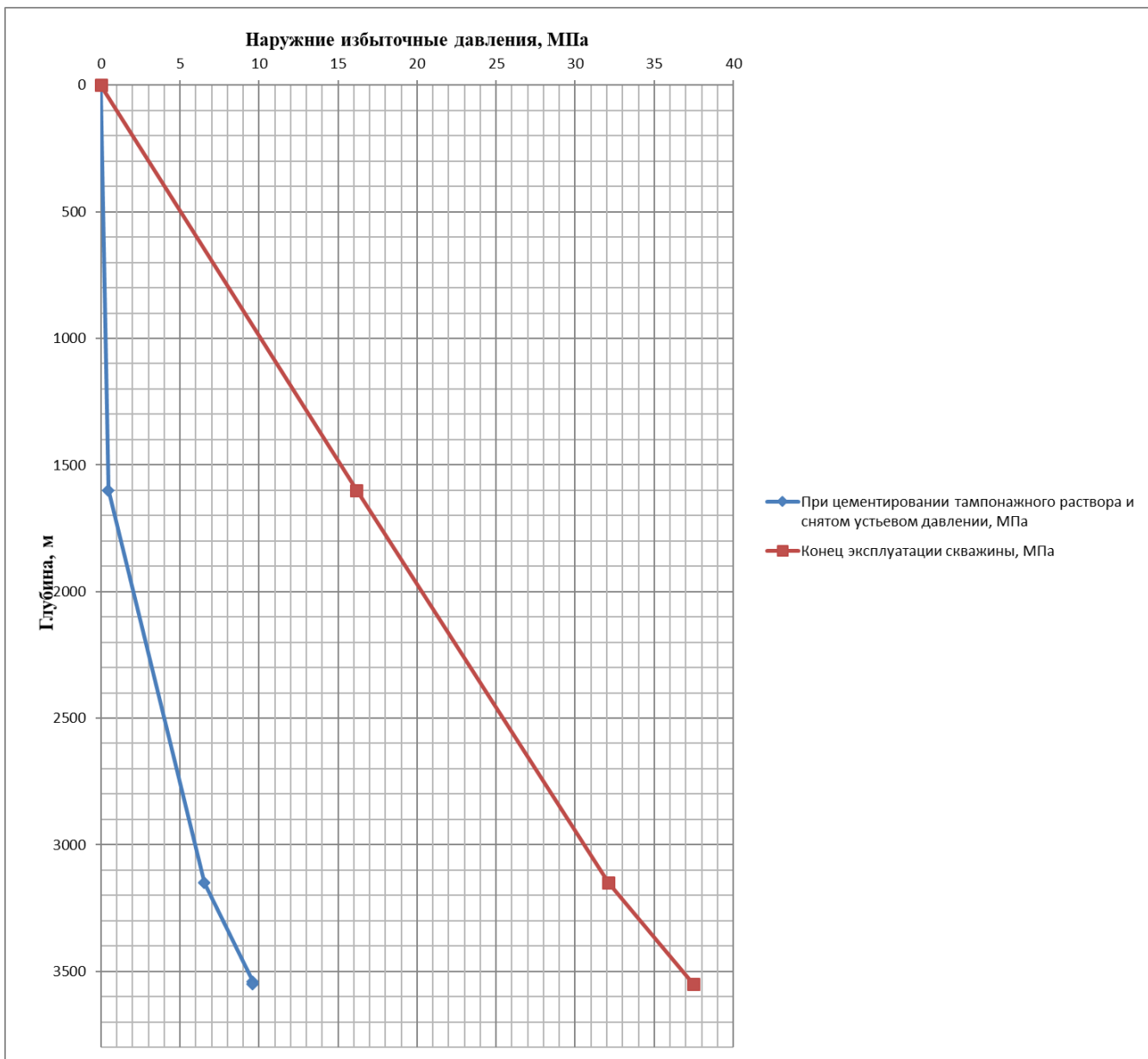


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

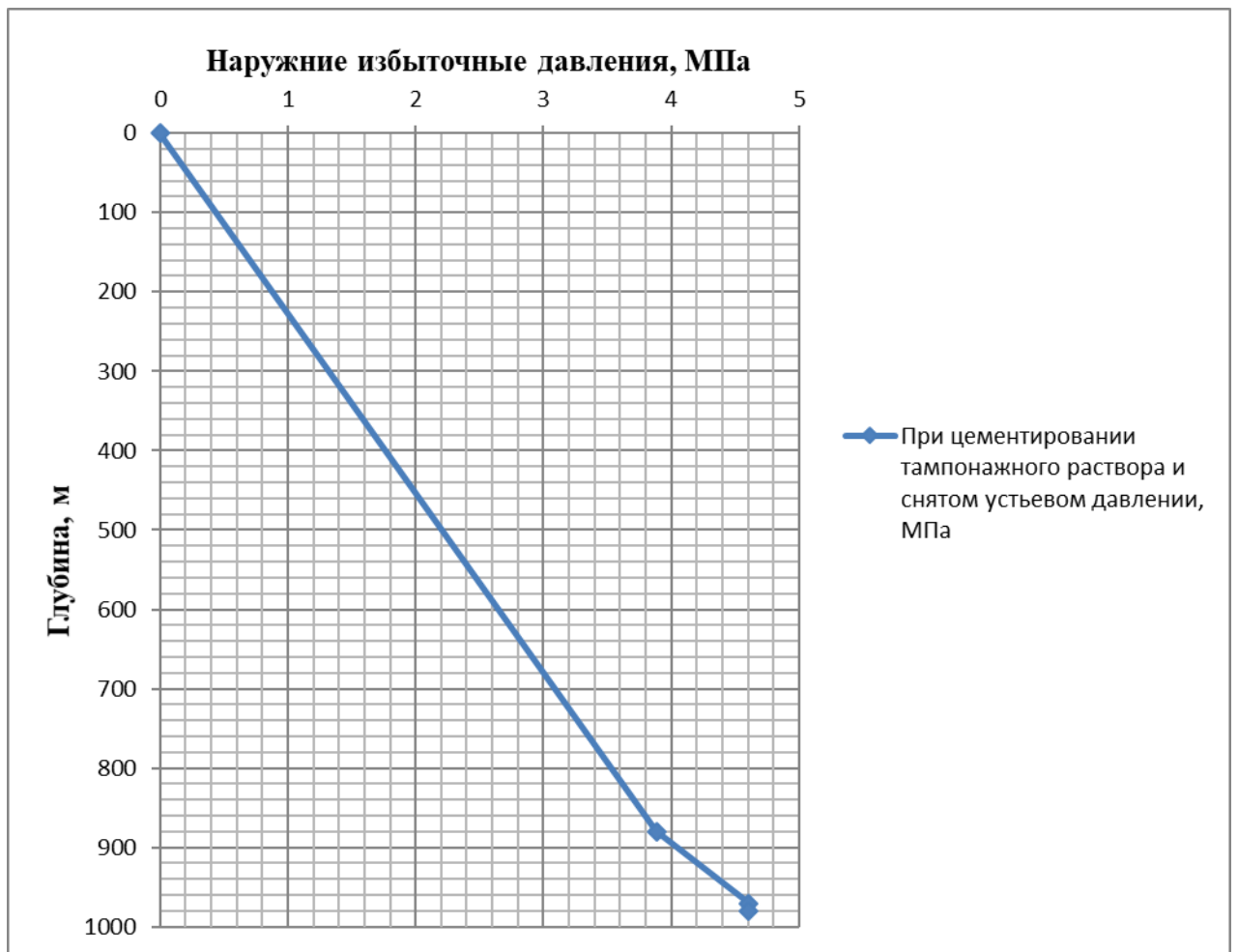


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора





Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны.

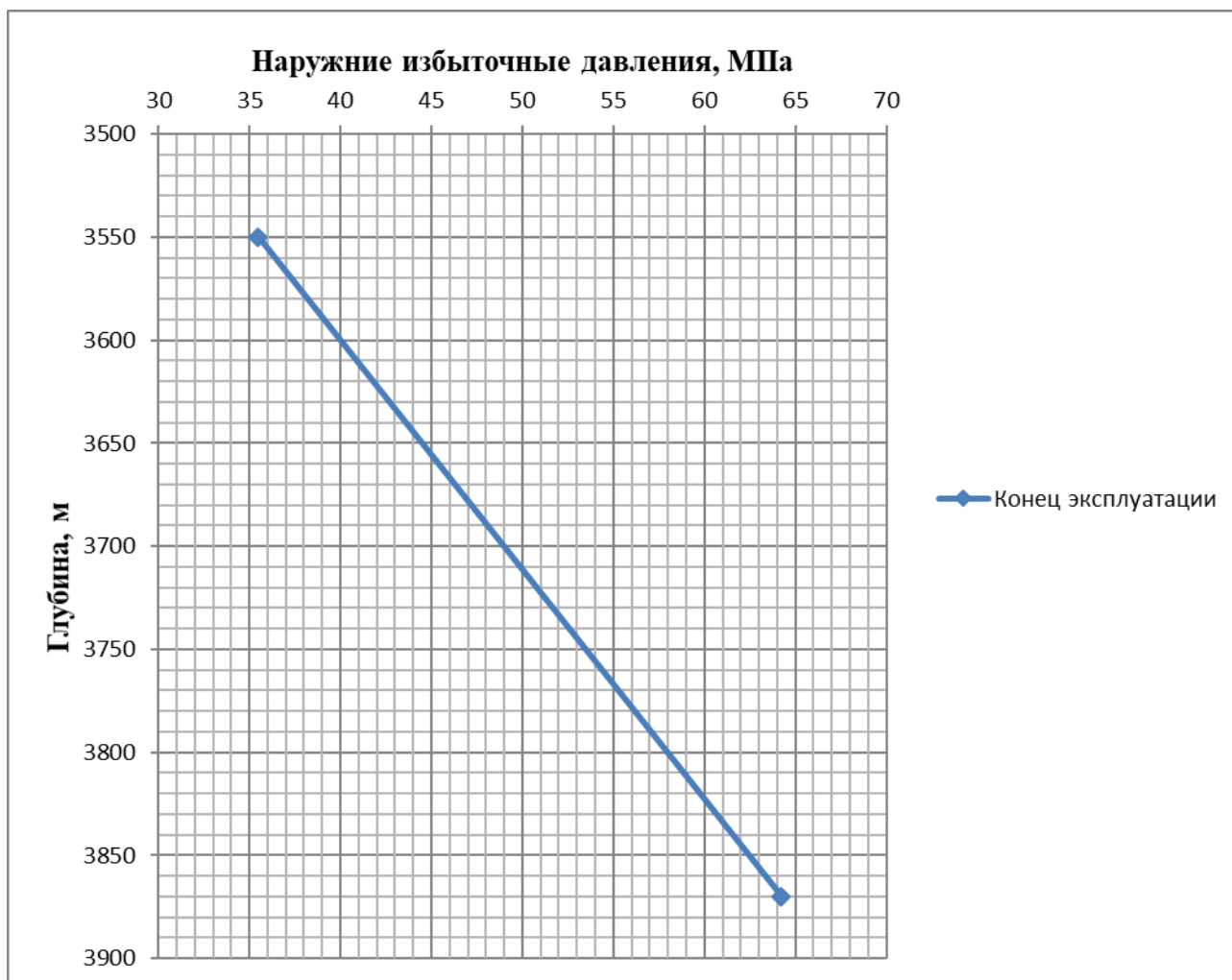


Рисунок 2.6 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика.

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.7, 2.8, 2.9, 2.10 представлены эпюры внутренних избыточных давлений в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление».

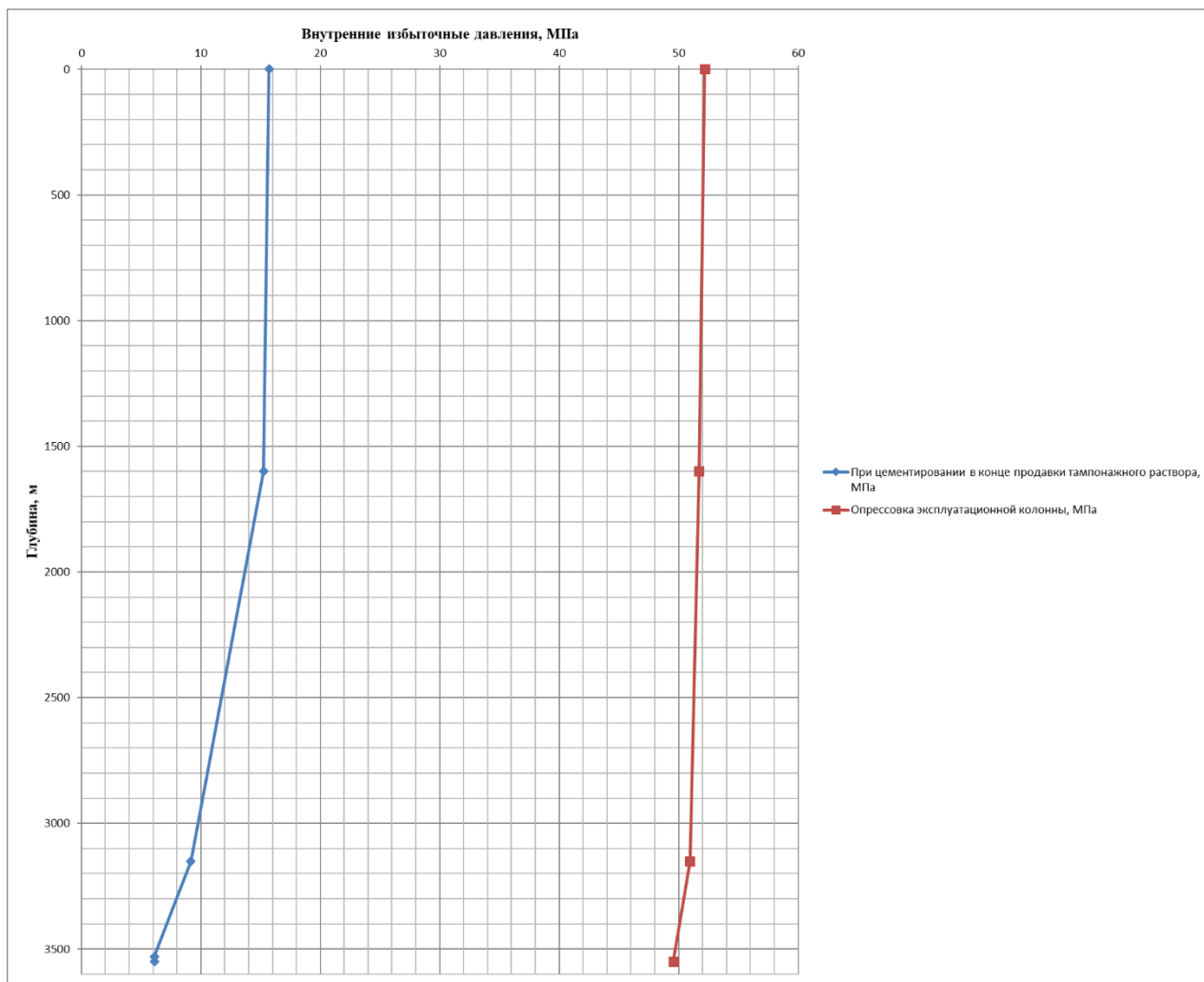


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

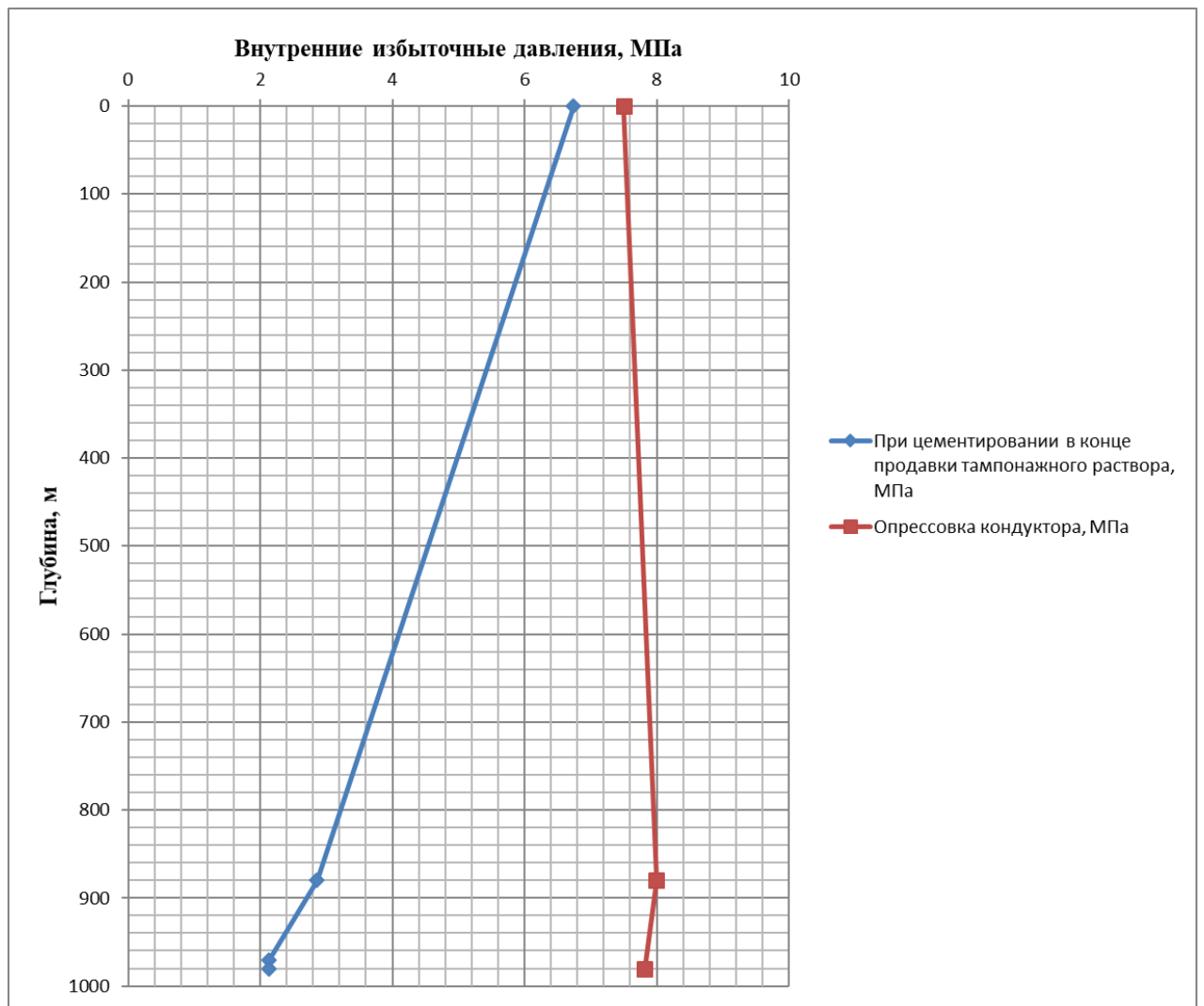


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

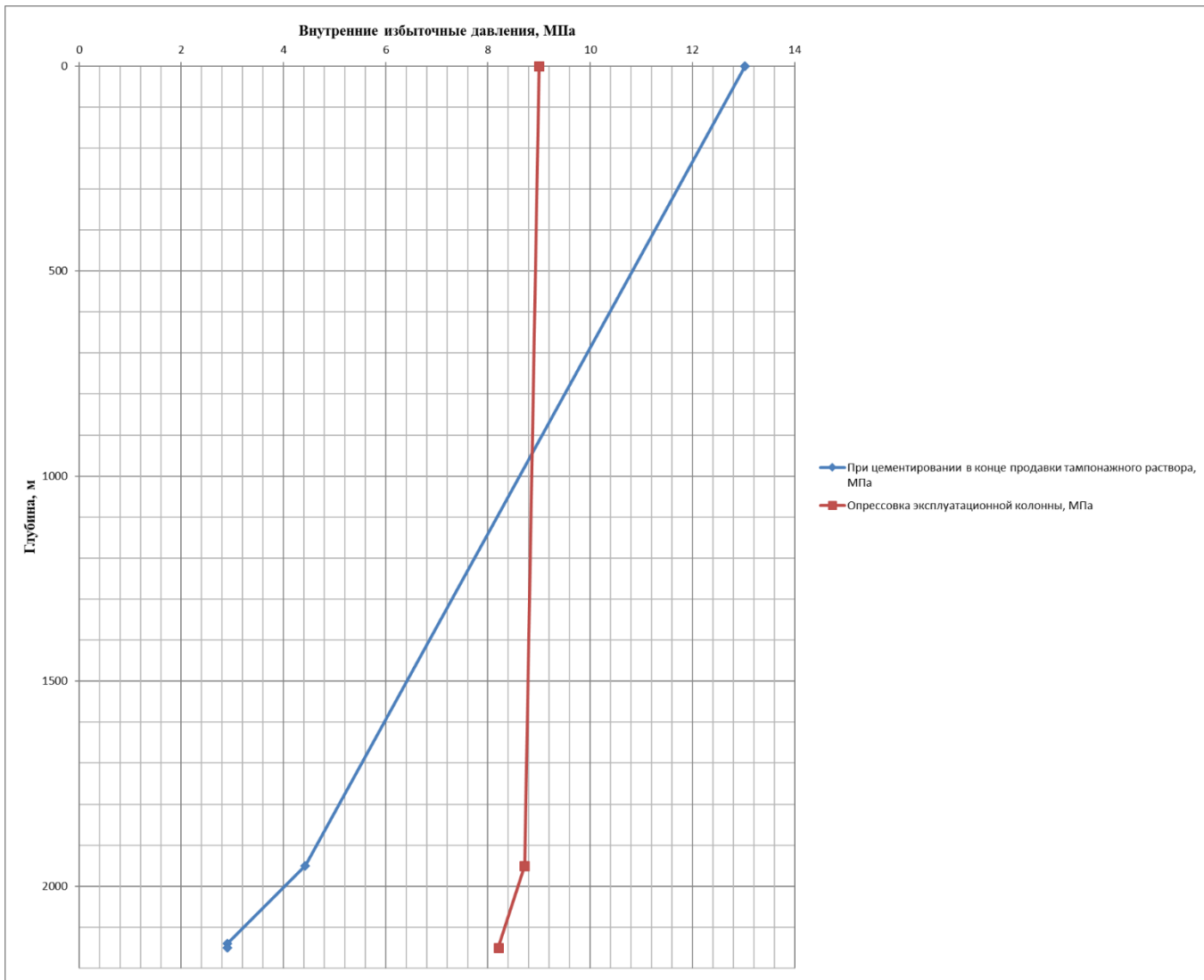


Рисунок 2.9 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны.

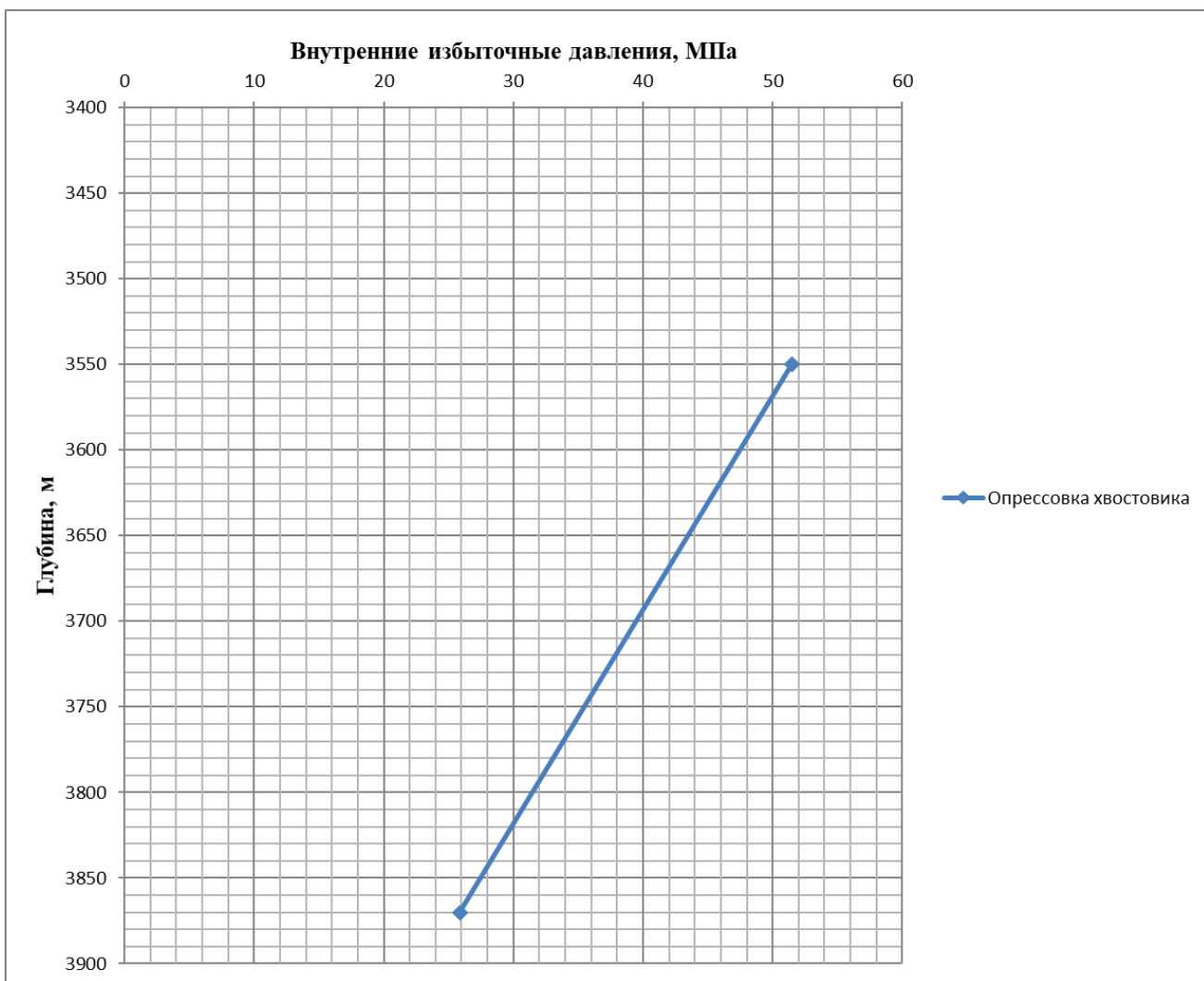


Рисунок 2.10 – Эюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями, влияющими на выбор группы прочности толщины стенки и типа соединения, являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов представлены в таблице Б.10.

## 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся, неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы.

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице Б.11.

## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### 2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2.5:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.5)$$

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле 2.6:

$$P_{зс\text{ кп}} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\text{ тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\text{ тр}} \cdot h_2), \quad (2.6)$$

где  $\rho_{буф}$ ,  $\rho_{тр\ н}$ ,  $\rho_{тр\ обл}$ ,  $h_1$ ,  $h_2$  – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\text{ кп}}$  определяются по формуле 2.7:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (2.7)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м;

$L$  – длина скважины по стволу, м.

Условия выполняются во всех случаях, следовательно, цементируем в одну ступень.

#### 2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле 2.8:

$$V_{б.ж.} = S_{кп.ос} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (2.8)$$

где  $S_{кп.ос}$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м<sup>2</sup>;  
 $V_{кп}$  – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

$t$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$S_{кп.ос} = \pi \cdot (D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) / 4, \quad (2.9)$$

где  $D_{эк\ д}$  – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{эк\ н}$  – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.



### 2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле 2.10:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (2.10)$$

где  $K_{\text{ц}}$  – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах  $1,03 \div 1,05$ ;

$m$  – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в  $\text{м}^3$ ) определяется по формуле 2.11:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (2.11)$$

где  $K_{\text{в}}$  – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным  $1,08 \div 1,10$ .

Включение в состав нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), повышает время загустевания тампонажного раствора.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ».

Результаты расчетов, приведенных выше, представлены в таблицах Б.12-14.

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 2.11.

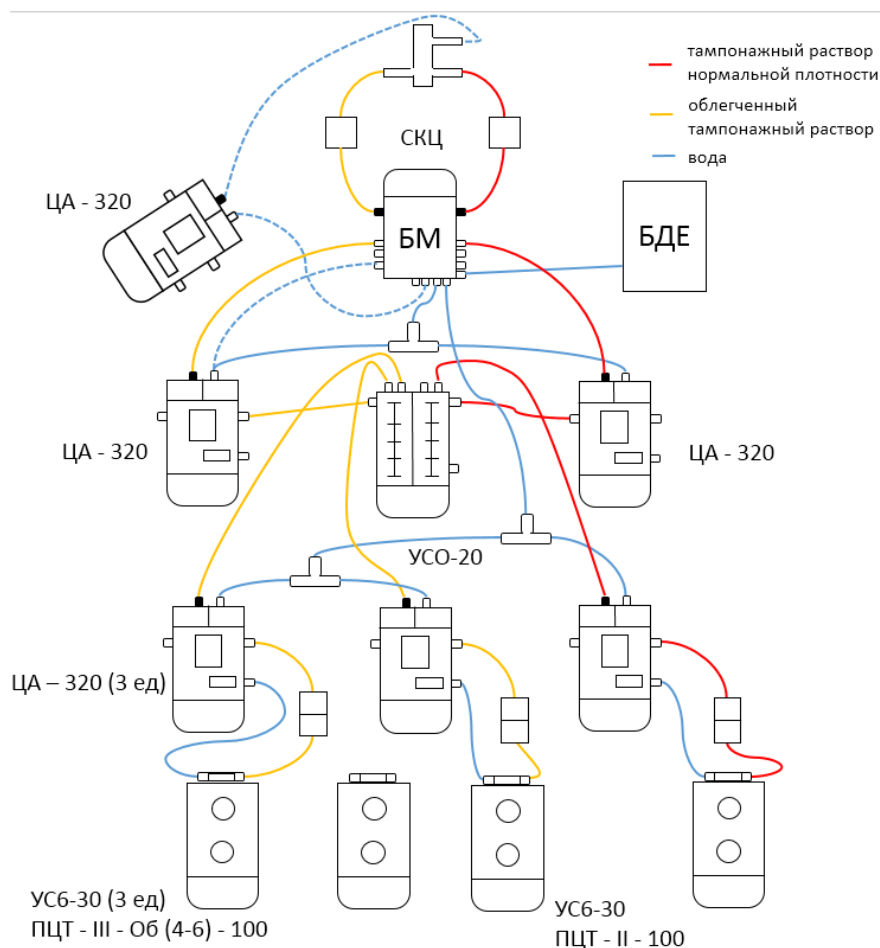


Рисунок 2.11 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением:

- 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементирующая головка

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl, но для глушения данной скважины эта жидкость не подходит, из-за АВПД. Для глушения выбираем тяжелую жидкость глушения (ТЖГ), тяжелые жидкости глушения на солевой основе ТЖГ предназначены для щадящего глушения скважин, в том числе с аномально высоким пластовым давлением, а также применяются в качестве тяжелой жидкости для бурения. ТЖГ представляют собой готовые к применению водно-солевые растворы на кальциевой или бескальциевой основе со специальными добавками. ТЖГ не содержат в своем составе твердой фазы и включают специальный комплекс ПАВ, ингибиторов коррозии и солеотложений, обеспечивающих щадящее воздействие на пласт. В зависимости от марки ТЖГ имеют плотность в пределах от 1,3 г/см<sup>3</sup> до 2,2 г/см<sup>3</sup>.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.12.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1776 \text{ кг/м}^3, \quad (2.12)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ).

$P_{пл}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 рассчитывается по формуле 2.13.

$$V_{ж.г.} = 2 * (V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2 * (2,67 + 57,40) = 120,14 \text{ м}^3, \quad (2.13)$$

где  $V_{\text{внхв}}$  – внутренний объем хвостовика, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{внэк}}$  – внутренний объем ЭК, м<sup>3</sup>.

#### **2.4.4.2 Вызов притока**

Приток газа в скважину начнется в тот момент, когда гидростатическое давление столба жидкости в стволе станет меньше пластового. Это давление можно понизить заменой жидкости в колонне другой жидкостью с меньшей плотностью (например, буровой раствор можно последовательно заменять водой, затем нефтью или газожидкостной смесью) или понижением высоты столба жидкости в скважине путем отбора ее с помощью тех или иных технических средств. На практике в различных условиях применяют оба способа.

Во многих случаях применяют компрессорный способ вызова притока газа. При этом способе в затрубное пространство с помощью передвижных компрессоров закачивают воздух или газ, который вытесняет жидкость, которая уходит на выкидную линию.

#### **2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры**

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей

схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-100/80х70.

## **2.5 Выбор буровой установки**

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Выбранная установка БУ 4000/250 ЭК-БМ выполнена в блочно-модульном исполнении для минимизации сроков монтажа. Транспортирование ведётся мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения. Конструкция установки позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду. Результаты проектирования буровой установки приведены в Таблице Б.15.

Силовой верхний привод выбираем компании DrillMec HTD 350 массой 10 тонн.

### **3. Обзор современных решений для спуска обсадных колонн до проектной глубины**

#### **3.1 Аварии и осложнения**

Спуск обсадных колонн является очень важным и ответственным этапом строительства скважины. От качества проведенных работ по спуску обсадной колонны зависит срок эксплуатации скважины до необходимого ремонта. Осложняющими факторами при спуске обсадных колонн являются осложнения и аварии:

- прихваты обсадных колонн
- смятие обсадных колонн
- недоспуск до проектной глубины
- обрыв обсадных колонн
- негерметичность обсадных колонн

В настоящее время скважины, которые требуются заказчикам, становятся сложнее в строительстве. Перед буровыми компаниями появляются новые задачи, решить которые традиционными методами не всегда получается, именно поэтому необходимо внедрение новых технологий.

#### **3.2 Современная технологическая оснастка обсадных колонн**

##### **3.2.1 Колонные башмаки**

Целью установки башмаков колонных является защита нижней части первой трубы обсадной колонны от деформаций и направление колонны при прохождении искривленных и кавернозных участках открытого ствола для предотвращения посадок.

Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр. Назначение БК-Вр

совпадает с назначением традиционных башмаков колонных, но имеет ряд конструктивных различий. Благодаря опорам скольжения и эксцентричной форме головки, при встрече на пути неровностей, каверн и уступов головка колонного башмака проворачивается и огибает преграды.

Башмак колонный прорабатывающий гидравлический НПКФ-БК-ПГ (рисунок 3.1). Основным преимуществом данного башмака является, возможность вращения с проработкой стенок скважины в местах сужения, набухания глин и обвалов. За счет циркуляции осуществляется вращение башмака, по тому же принципу как ВЗД. При запуске циркуляции НПКФ-БК-ПГ раскручивается от 1600 до 3200 об/мин и развивает момент от 500 до 1300 Н\*м. [3]

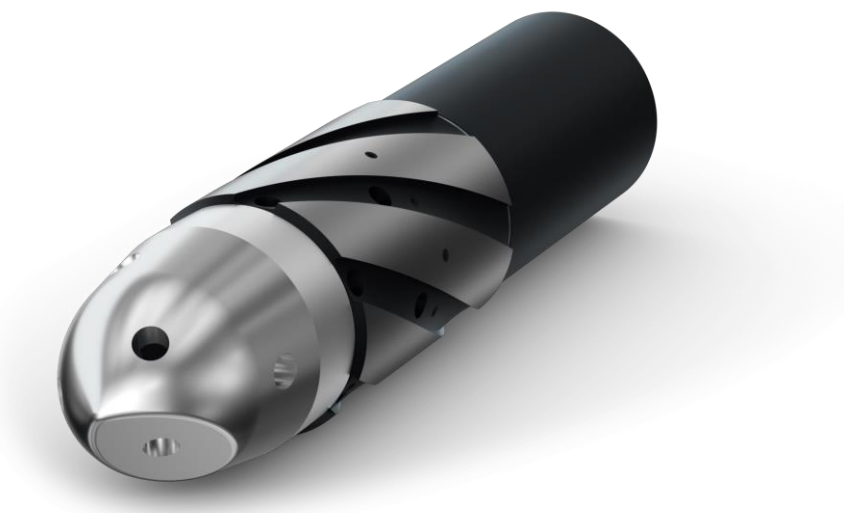


Рисунок 3.1 – Башмак прорабатывающий гидравлический НПКФ-БК-ПГ

### 3.2.2 Центраторы

Основное предназначение всех центраторов заключается в придании центрального положения обсадной колонне в скважине. Так же благодаря центральному положению обсадной колонны, при её спуске уменьшается сила трения за счет уменьшения площади соприкосновения тела колонны со стенкой скважины и уменьшает вероятность дифференциального прихвата.

Центраторы по типу центрирующего элемента разделяются на жесткие, упругие, роликовые и раздвижные.

### 3.2.2.1 Жесткие центраторы

Конструктивно жесткие центраторы (рисунок 3.2) представляют из себя трубу, которая надевается поверх обсадной трубы и фиксируется винтами, с внешней стороны жесткие центраторы имеют лопасти. Лопасти могут быть как прямые, так и спиральные, для турбулизации потока буферной жидкости и цемента. Основные материалы, из которых изготавливают, являются различные металлы и полимерные материалы. Основными недостатками являются высокие сопротивления течению жидкости, из-за уменьшения зазора в кольцевом пространстве и повышение жесткости обсадной колонны, что затрудняет спуск в искривленных участках. [4]



Рисунок 3.2 – Жесткий центратор



### 3.2.2.2 Упругие центраторы

Упругие центраторы (рисунок 3.3) имеют два конструктивных исполнения: неразъёмные и разъёмные. Разъёмные центраторы из-за наличия шарнирных и замковых соединений имеют повышенную вероятность выхода из рабочего положения во время спуска обсадной колонны и осложнения ее дальнейшего спуска. Неразъёмные центраторы применяются в вертикальных и наклонно-направленных скважинах, в горизонтальных интервалах скважины силы упругих центраторов недостаточно для качественного центрирования колонны в стволе. Ещё одним немаловажным недостатком является невозможность вращения обсадной колонны во время спуска, которое может понадобиться для ликвидации аварий и осложнений.



Рисунок 3.3 – Упругие центраторы

### 3.2.2.3 Роликовые центраторы

К роликовым центраторам (рисунок 3.4) относятся те, которые в своей конструкции имеют вращающиеся части: ролики, подшипники, шарики, благодаря которым облегчается спуск обсадной колонны, особенно эффективно в ин-

тервалах с горизонтальным стволом. Роликовые центраторы аналогичны жестким центраторам, только на их лопастях расположены ролики. Скользящие центраторы, использующие в своей конструкции шарики, представляют собой кольца с шариками и ребра, которые соединяют центрирующие кольца. Благодаря использованию в этой конструкции шариков, точка контакта каждого шара со стенками скважины сводится к точке, что уменьшает силы трения.



Рисунок 3.4 – Роликовые центраторы

#### 3.2.2.4 Центраторы раздвижные

Раздвижные центраторы делятся на два способа активации: гидромеханические и набухающие.

Гидромеханические центраторы (рисунок 3.5) устанавливаются как отдельный элемент обсадной колонны между трубами. Во время спуска обсадной колонны в скважину центрирующие лопатки(рычаги) спрятаны в корпусе центрирующих муфт, поэтому они не имеют выпирающих элементов, и их диаметр совпадает со спускаемой колонной. Активация и непосредственное центрирование колонны осуществляется в момент, когда продавочная пробка, проходя через

центрирующий элемент, срезает штифты и открывает окна, в которые под давлением попадает жидкость, воздействуя на плунжер, который соединен с рычагами, центрирующими колонну, рычаги выдвигаются и центрируют колонну. [5]

Набухающие центраторы конструктивно напоминают упругие центраторы, за исключением одного, они имеют набухающий элемент и металлические пластины, которые в упругом центраторе раскрыты и осуществляют центрирование, а в набухающем центраторе сомкнуты и разжимаются под силой набухающего элемента. Набухание полимера начинается при его контакте с промывочной жидкостью.

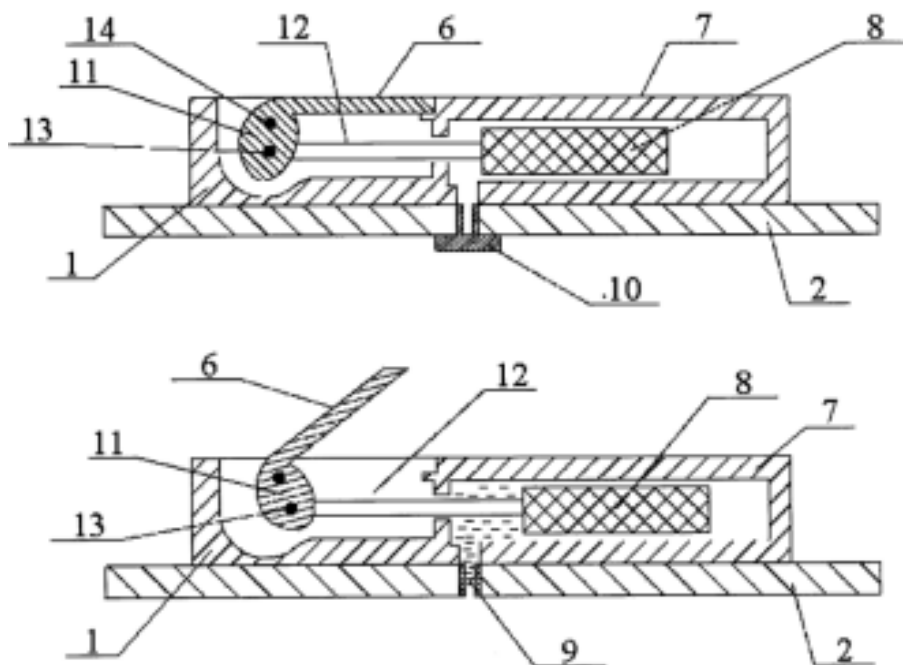


Рисунок 3.5 – Гидромеханический центратор

1 – блок с рычагом; 2 – установочный модуль; 5 – обсадная колонна; 6 – центрирующий рычаг; 7 – корпус цилиндра; 8 – плунжер; 9 – канал связи; 10 – пробка; 11 - шарнир 12 – тяга; 13 – шарнир; 14 – ось шарнира

### 3.3 Современные методы спуска обсадных колонн

#### 3.3.1 Спуск с применением сухой смазки

Сухая смазка нашла свое применение при спуске обсадных колонн в горизонтальные интервалы скважины. Спуск колонн в горизонтальные участки осложняется тем, что нагрузка, передаваемая на забой для продвижения колонны по стволу, в горизонтальном участке, совместно с силой притяжения, прижимают колонну к нижней стенке скважины, из-за чего возникают прихваты колонны. Технология сухой смазки позволяет снизить момент сдвига, путем добавления в промывочный агент микрошариков (рисунок 3.6), благодаря этому снижается возможность возникновения прихватов. [6]

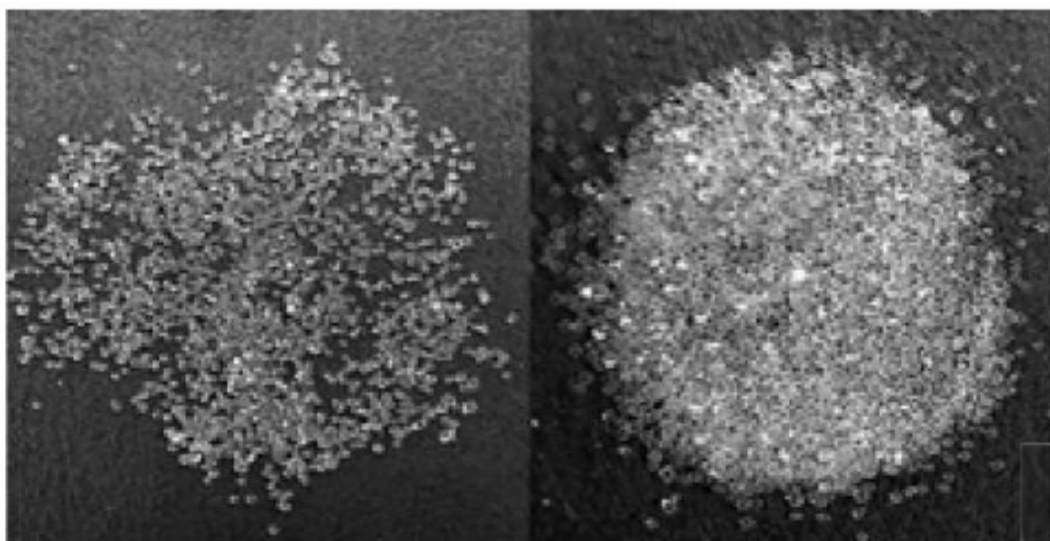


Рисунок 3.6 – Сухая смазка

Основными факторами, влияющими на эффективность применения данной технологии, были выявлены:

- Плотность бурового раствора. При увеличении плотности раствора снижается эффективность и момент сдвига растет.
- Толщина фильтрационной корки. Момент сдвига перестает снижаться, когда

толщина корки становится больше двух диаметров шара.

- Активная твердая фаза. Момент сдвига растет при увеличении активной твердой фазы.

### **3.3.2 Спуск обсадных колонн методом флотации**

Метод флотации при спуске обсадных колонн в горизонтальных скважинах позволяет создать противодействие силе притяжения, которая прижимает обсадную колонну к нижней стенке горизонтального ствола скважины. Суть данной технологии заключается в заполнении нижней части обсадной колонны воздухом или облегченным раствором, благодаря этому возникающая сила Архимеда компенсирует силу тяжести и сопротивление, возникающее из-за силы трения, снижается. По лабораторным исследованиям, применение метода флотации может полностью компенсировать силу тяжести и даже привести к всплытию обсадной колонны в скважине.

Для реализации данной технологии необходимо установить герметизирующую муфту, которая разделяет различные агенты, заполняющую обсадную колонну при спуске, а при повышении давления разрушается, и уловитель крупных частиц в нижней части колонны, чтобы собрать части разрушенной перегородки. Данное исполнение метода флотации при спуске обсадных колонн получило название Airlock (рисунок 3.7). [7]

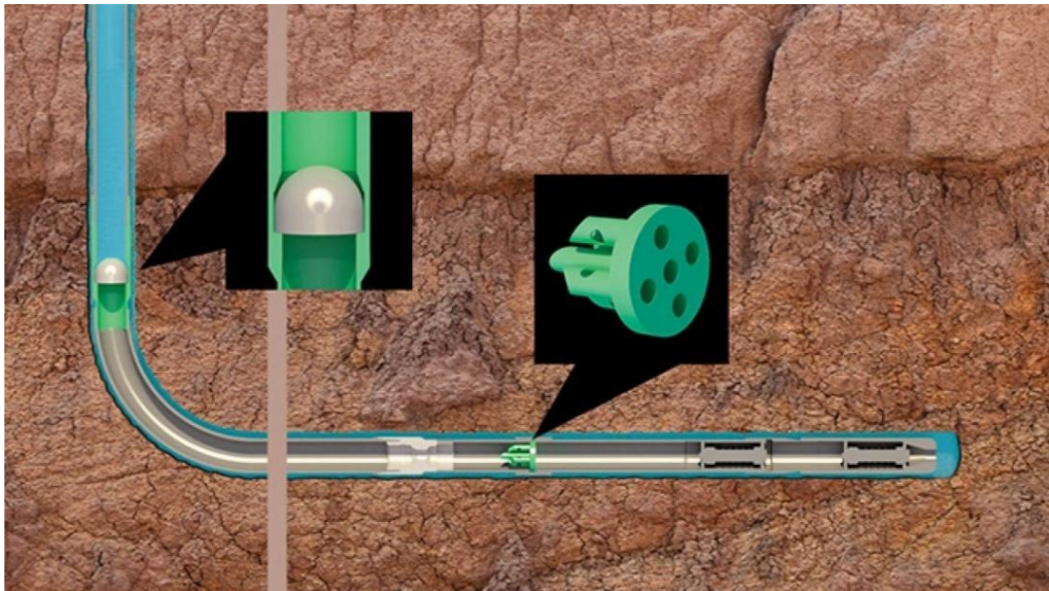


Рисунок 3.7 – Система Airlock

Второй вариант исполнения данного метода заключается в установке флотационной муфты, которая при достижении определенного давления открывается, срезав штифты.

Возможность комбинирования и чередования в колонне интервалов, заполненных различными агентами: воздухом, водой или буровым раствором, позволяет спускать обсадные колонны в многокилометровые горизонтальные скважины. Данная технология была применена при спуске самой протяженной по горизонтальному участку скважины на Сахалине.

### 3.3.3 Бурение на обсадной колонне

Как пример рассмотрим два месторождения, на которых была применена данная технология.

На Бованенковском месторождении данная технология применялась для бурения интервалов с ММП. Испытания проводились при бурении интервала под кондуктор. Буровой башмак диаметром 393,7 мм и обсадные колонны 324 мм. Данная технология позволила ускорить процесс строительства скважины,

исключив необходимость спускоподъемных операций с бурильными и обсадными трубами, цементирование начали сразу после достижения проектной глубины. Так же минимизировались возможные осложнения, связанные с растеплением ММП, набуханием глин, осыпями и обвалами.

На Урманском месторождении данная технология была применена для бурения на хвостовике диаметром 127 мм. В ходе бурения были вскрыты три зоны поглощения, при этом количество осложнений в процессе бурения снизилось, а средняя продолжительность строительства составила 20 суток на скважину, без применения бурения на обсадной колонне средняя продолжительность строительства скважины составляла 35 дней. [8]

### **Заключение**

В данном обзоре представлена часть, применяемых на производстве, технических и технологических решений по упрощению и ускорению спуска обсадных колонн и решению проблемы недоспуска обсадных колонн до проектной глубины.

Рассмотренные технологические оснастки и методы спуска обсадных колонн в отдельности не являются достаточными для полного избавления от вышперечисленных проблем, и их применение не универсально для всех типов скважин. Однако, при комбинированном применении их, можно минимизировать большую часть осложнений и аварий, связанных со спуском обсадных колонн.

## **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия**

#### **4.1.1. Основные направления деятельности предприятия**

ООО «Газпром бурение» — одно из крупнейших буровых предприятий России, осуществляющее управление интегрированными проектами по строительству скважин на суше и на шельфе на всей территории Российской Федерации: в Западной и Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в Оренбургской и Астраханской областях, Республике Коми, на полуострове Ямал.

Предприятие было создано в мае 1997 года в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

В состав ООО «Бургаз» (сегодня ООО «Газпром бурение») вошло пять филиалов: «Кубаньбургаз» (Краснодарский край, основан в 1944 г.), «Севербургаз» (Республика Коми, основан в 1946 г.), «Оренбургбургаз» (Оренбургская область, основан в 1970 г.), «Тюменбургаз» (ЯНАО, основан в 1979 г.), «Астраханьбургаз» (Астраханская область, основан в 1985 г.).

Всего за 1997-2013 годы компанией было пробурено более 7 млн. метров горных пород, закончены строительством 3669 скважин. По результатам разведочного бурения были построены 409 скважин с суммарной проходкой более 1,2



млн метров, что позволило открыть 25 новых месторождений и 64 новые залежи на открытых ранее месторождениях.

#### **4.1.2. Организационная структура предприятия**

ООО «Газпром бурение» - генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров ООО «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК

«Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

ООО «Газпром бурение» имеет пять производственных филиалов: «Уренгойбурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Ухта бурение»,

«Оренбург бурение», Представительство в г. Санкт-Петербурге и три дочерних общества:

1. ПАО «Подзембургаз», осуществляющее деятельность по подготовке структур для создания подземных хранилищ газа
2. ООО «Управление технологического транспорта и специальной техники –Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);
3. ООО «Национальный буровой сервис»,

Схема организационной структуры представлена на рисунке 4.1.

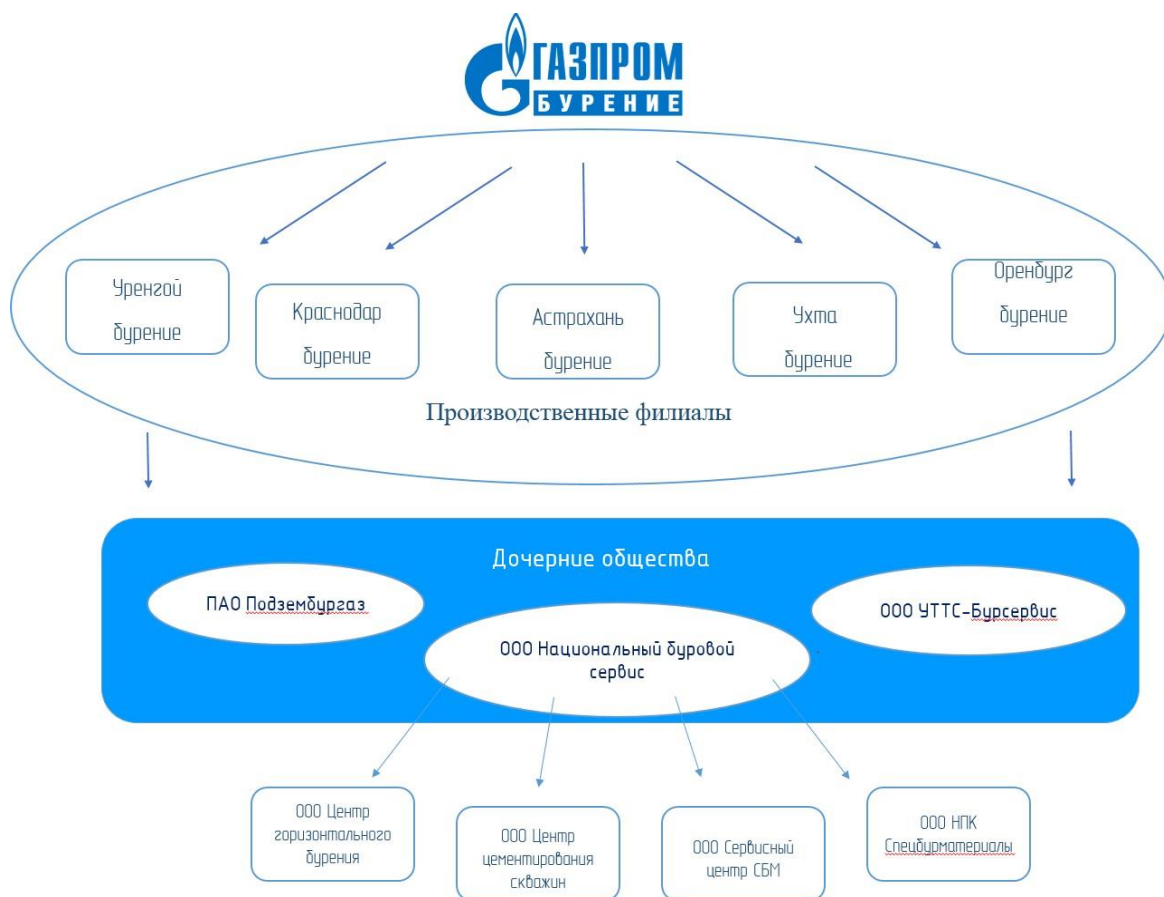


Рисунок 4.1 – Схема организационной структуры Конкурентами ПАО «Газпром-бурение», являются нефтегазодобывающие компании России, такие как ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл».

#### 4.2. Состав буровой бригады и роли работников в процессе строительства скважин

Каждая буровая компания, являясь подрядчиком добывающей компании, на чьем балансе находится месторождение, осуществляет работы по строительству скважины с помощью буровой бригады и сторонних сотрудников субподрядчиков.

В состав буровой бригады входят:

1. Буровой мастер – он руководит процессом бурения, планом работ,

сроками по выполнению этапов строительства скважины, контролем за качеством выполняемых работ. Также он ответственен за все происходящее на буровой площадке, и ему подчиняется вся буровая бригада в вопросах, непосредственно касающихся исполнения работ. Буровой мастер отчитывается перед начальником буровых работ, который как может находится непосредственно на кустовой площадке, которых у него в распоряжении несколько, как и в офисе, выполняя свои обязанности на удалении от полевых условий. Также буровой мастер по мере необходимости отчитывается перед супервайзером, который является представителем добывающей компании и находится на кусту для контроля за качеством выполняемых буровой бригадой работ.

2. Бурильщик возглавляет вахту (смену) и несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его вахты. Он управляет процессом бурения, находясь в кабине бурильщика, посредством пульта бурильщика. Также он принимает оборудование и инструмент от предшествующей вахты, осуществляет основные работы по углублению скважины и следит за соблюдением предписанного режима бурения. Постоянно поддерживает связь с буровым мастером и является связующим звеном между ним и буровой бригадой.

3. Помощник бурильщика, будучи в подчинении и у мастера, и у бурильщика, и у прочих вышестоящих сотрудников, выполняет большую часть работы на вахте. Он участвует в спускоподъемных операциях, процессах спуска и цементировании колонн, в промывках и проработках ствола скважины. Разгрузка и погрузка оборудования и химических реагентов также выполняется с его участием, как и прочие работы на кусте (покраска помещений, уборка территории, мелкий ремонт оборудования и замена его составляющих, перевозка труб и т.п.). В одной вахте может быть 3-4 помощника бурильщика. Первый считается сменным бурильщиком, в случае если основной не может работать по каким-либо причинам, второй и третий работают на роторной площадке, а третий рабо-

тает на блоке очистки бурового раствора. Также на некоторых буровых установках во время спускоподъемных операций один из помощников бурильщика выполняет функцию верхового.

4. Слесарь – работник, не имеющий непосредственного отношения к процессу бурения, однако, без него оно было бы невозможным. Ведь именно он выполняет различные ремонтные, погрузочные (с участием помощника бурильщика) работы, а также целиком обслуживает буровую. Также он участвует в процессах опрессовки, монтажа различного оборудования и цементирования.

Также в состав вахты могут входить сварщик, механик и другой технический персонал, однако они могут быть и сотрудниками подрядных организаций, которые также подчиняются буровому мастеру и своему руководству из компании. К таким относятся, например, водитель длинномерного транспорта, тяжеловоза, экскаватора и т.д.

### **4.3. Расчет сметной стоимости буровых растворов**

При бурении необходимо, чтобы запас бурового раствора  $V_{\text{зап}}$  на поверхности был не менее двух объёмов скважины. Из них один объём должен быть в виде приготовленного бурового раствора в емкостях, и ещё один должен находиться в виде химических реагентов для его приготовления.

На основе этого в главе 2.3.9. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле 4.1:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (4.1)$$

где  $C$  – расход реагента,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$M_p$  – масса реагента,  $\text{кг}$ .

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле 4.2:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (4.2)$$

где  $V_{\text{уп}}$  – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л  $\approx$  0,2 $\rho_{\text{ж}}$  кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам. Общая стоимость всех необходимых реагентов составляет 13584300 рублей. Результаты расчетов приведены в Таблице В.1.

## **5. Социальная ответственность**

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

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Согласно ТК РФ, гл.47 ст.298, к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Согласно ТК РФ, гл.47 ст.300:

1. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

2. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

3. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ, гл.47 ст.301:

1. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с

учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

2. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

3. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

4. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 N 226-ФЗ, должен заключаться договор обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

### **5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

На буровой, работа в основном выполняется стоя, следовательно, стоит оборудовать рабочее место, согласно «ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя»:

1. рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного

поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

2. выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

3. при проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают мужчины и женщины — общие средние показатели мужчин и женщин;

4. организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела, работающего или наклон его вперед не более чем на  $15^\circ$ .

5. конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение рабочего.

## **5.2 Производственная безопасность**

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [17], характерных для строительства скважины, представлены в таблице Г.1.



## **5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего**

### **5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте**

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор и так далее.

Согласно СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96, предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице Г.2 [18].

Примечания:

- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления - на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае - на 5 дБА меньше значений;
- дополнительно для колеблющегося во времени и прерывистого шума
- максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума - 125 дБА [18].

### **5.3.2 Повышенные уровни вибрации**

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», по источнику возникновения вибраций различают [19]:

1. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;

2. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), например, рихтовочных молотков разных моделей и обрабатываемых деталей;

3. общую вибрацию 1 категории - транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве). К источникам транспортной вибрации относят: тракторы сельскохозяйственные и промышленные, самоходные сельскохозяйственные машины (в том числе комбайны); автомобили грузовые (в том числе тягачи, скреперы, грейдеры, катки и т.д.); снегоочистители, самоходный горно-шахтный рельсовый транспорт;

4. общую вибрацию 2 категории - транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок, горных выработок. К источникам транспортно-технологической вибрации относят: экскаваторы (в том числе роторные), краны промышленные и строительные, машины для загрузки (завалочные) мартеновских печей в металлургическом производстве; горные комбайны, шахтные погрузочные машины, самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики, напольный производственный транспорт;

5. общую вибрацию 3 категории - технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят: станки металло- и деревообрабатывающие, кузнечно-прессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, стационарные электрические установки, насосные агрегаты и вентиляторы, оборудование для бурения скважин, буровые станки, машины для животноводства,

очистки и сортировки зерна (в том числе сушилки), оборудование промышленности стройматериалов (кроме бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности и др. [19].

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», общую вибрацию категории 3 по месту действия подразделяют на следующие типы [19]:

а) на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;

б) на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещениях, где нет машин, генерирующих вибрацию;

в) на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда;

Исходя из выше сказанного работа на буровой относится к вибрации 3 категории, а по месту действия к типу «в» и предельно допустимые значения вибрации рабочих месте представлены в таблице Г.3.

### **5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении**

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами ин-

дивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [20].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице Г.4, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [20].

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

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному [21].

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице Г.5.

#### **5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий**

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств.

Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько ви-

дов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство.

Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [12];

обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;

применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;

допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

## Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [13].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;

- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента

## **5.4 Экологическая безопасность**

### **5.4.1 Защита атмосферы**

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей [19].

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов [23].

#### **5.4.2 Защита гидросферы**

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры [20]:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключаяющих его утечку;



Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82, в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК - по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод [20].

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

### **5.4.3 Защита литосферы**

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Ачимовскую пачку нефтегазоконденсатного месторождения.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен S образный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление и совмещенное бурение (ротатор+ ВЗД) для остальных колонн.

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен породами, с высокой плотностью и абразивностью, в связи с этим были выбраны долота, способные противостоять нагрузкам, возникающим при контакте абразивными породами.

Для бурения интервала под направление выбран полимер-глинистый буровой раствор. При бурении четвертичных отложений требуется достаточно вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует фильтрационную корку, стабилизирующую породы.

В интервалах под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну также применяем полимер-глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют известняки, глины, песчаники, аргиллиты, алевролиты, доломиты, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, кавернообразования.

Интервал бурения под хвостовик сложен известняками, аргиллитами и песчаниками, а также в нем находится продуктивный пласт и для его наименьшего загрязнения выбираем буровой раствор ПИБР-3.

Был произведен расчет и подбор обсадных колонн под интервал ММП.

В специальной части был произведен обзор современных технологических решений по спуску обсадных колонн до проектной глубины.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были рассмотрены: основные направления деятельности предприятия; структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин; сметная стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

В разделе социальная ответственность содержатся основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») // Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности) // – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. Башмак прорабатывающий гидравлический НПКФ-БК-ПГ [Электронный ресурс] // URL: <https://www.npk-filtr.ru/npkf-bk-pg>, свободный – Загл. с экрана. (дата обращения 01.06.2022)н
4. Волков Р.Б. Опыт бурения наклонно-направленных скважин в Западной Сибири с применением новых элементов КНБК. // - М.: ВНИИЭгазпром, 2018, - вып. № 5. – 13 с.
5. Рамазанов И.Д.: Горизонтальное бурение как способ повышения продуктивности скважин / Лапердин А.Н. // - Тюмень: Сборник научных трудов НПП «Тюменгазтехнология». Проблемы повышения газоконденсато- и нефтеотдачи на месторождениях Севера Западной Сибири, 1991, С.44-48.
6. Катеев Р.И., Катеев Т.Р. Гидроструйный способ проработки ствола скважины // Вестник технологического университета. – 2015. Т.14, № 8.
7. Кейн С.А., Окадьев Д.О., Плеханов И.Н. О перспективах применения метода флотации при спуске обсадных колонн // Техника и технология бурения. – 2015. № 9.
8. Гельфгат М.Я., Агишев А.Р. Технология бурения на хвостовике, опыт и перспективы // Техника и технология бурения. – 2014. № 7.

9. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин» // – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства.

10. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».

11. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0) , свободный – Загл. с экрана.

12. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100.

13. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48).

14. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36

15. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40

16. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86

17. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП II-4-79.

18. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987

19. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80.

20. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

21. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

## Приложение А Геологические данные

Таблица А.1 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
Q	0	45	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
Р <sub>3 at</sub>	45	85	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
Р <sub>2-3 yr</sub>	85	170	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
Р <sub>2 II</sub>	170	380	Глины опоковидные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопоковидных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опоковидных глин и опок. Нижняя часть - опоковидные глины, опоки.
Р <sub>1 tbs</sub>	380	645	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
К <sub>2 gn</sub>	645	930	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.



Продолжение таблицы А.1

K <sub>2</sub> br	930	1235	Глины Глины опоковидные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опоковидных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опоковидные.
K <sub>2</sub> kz	1235	1295	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K <sub>1-2</sub> pk	1295	2180	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитопесчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разнозернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдистые.
K <sub>1</sub> tn	2180	2850	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
K <sub>1</sub> st	2850	3870	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется <i>ачимовская пачка</i> – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	45	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
Р <sub>3</sub> at	45	85	Пески, алевролиты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
Р <sub>2-3</sub> yr	85	170	Глины, алевролиты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
Р <sub>2</sub> ll	170	380	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
Р <sub>1</sub> tbs	380	645	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
К <sub>2</sub> gn	645	930	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
К <sub>2</sub> br	930	1235	Глины, глины опоковидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
К <sub>2</sub> kz	1235	1295	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
К <sub>1-2</sub> pk	1295	2180	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
К <sub>1</sub> tn	2180	2850	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
К <sub>1</sub> st	2850	3870	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

## Приложение Б Технологическая часть

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0–55 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0-55 м)</b>							
1	490 мм (19 19/64") МСЗ-ГВУ (IADC 535) Буринтех	0,65	490	-	3-201	Ниппель	0,25
2	Переводник М 201/М 177	0,53	-	-	3-201	Муфта	0,118
					3-177	Муфта	
3	К-490мс	1,15	490	100	3-177	Ниппель	0,56
					3-177	Муфта	
4	Переводник Н 177/М 201	0,53	-	-	3-177	Ниппель	0,118
					3-201	Муфта	
5	УБТС1-254	12	254	100	3-201	Ниппель	6,048
					3-201	Муфта	
6	Переводник Н 201/М 177	0,53	-	-	3-201	Ниппель	0,118
					3-177	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	52	3-177	Ниппель	0,16
					3-177	Муфта	
8	Переводник Н 177/М 171	0,52	-	-	3-177	Ниппель	0,087
					3-171	Муфта	
9	Переводник Н 171/М 133	0,53	-	-	3-171	Ниппель	0,0489
					3-133	Муфта	
10	ПН-127х9,19 Л	До устья	127	-	3-133	Ниппель	1,2186
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (55–1001 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (55–1001 м)</b>							
1	15 1/2'' БТ6916МА-095 (393,7 мм) IADC S323	0,466	390,5	-	3-177	Ниппель	0,18
2	Переводник М 177/М 177	0,517	225	102	3-177	Муфта	0,1
					3-177	Муфта	
3	КЛ 390,7	0,75	390,5	80	3-177	Ниппель	0,15
					3-177	Муфта	
4	Переводник Н 177/М 171	0,5	224	101	3-177	Ниппель	0,06
					3-171	Муфта	
5	ДР-240.5.60 IDT	5,6	240	-	3-171	Ниппель	1,75
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	203	50	3-171	Ниппель	0,105
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-203РС	0,375	203	50	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
8	Переводник Н 171/М 152	0,54	190	90	3-171	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
9	УБТ УБТН-203	6	203	76	3-152	Ниппель	0,218
					3-152	Муфта	
10	ЗТС ГКС-203	8	203	121	3-152	Ниппель	0,7
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

11	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
12	УБТ УБТН-203	6	203	100	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-203	12	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	
14	Переводник Н 161/М 147	0,5	180	101	3-161	Ниппель	0,1
					3-147	Муфта	
15	УБТС2-178	24	178	71	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
16	Яс гидравлический	6,2	174	70	3-147	Ниппель	0,5
					3-147	Муфта	
17	Переводник Н 147/М 133	0,5	150,5	89	3-147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
18	ПН-127х9,19 Л	До устья	127	-	3-133	Ниппель	30,46
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1001–2202 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под техническую колонну (1001-2202)</b>							
1	11 5/8" БТ6616SMA-002 (295,3 мм) IADC S422	0,37	295,3	-	3-152	Ниппель	0,045
2	Переводник Н 152/ Н 152	0,52	195,5	100	3-152	Муфта	0,08
					3-152	Муфта	
3	КЛ 292,1	0,55	292,1	120	3-152	Ниппель	0,1
					3-152	Муфта	
4	Переводник Н 152/М 171	0,52	203	122	3-152	Ниппель	0,1
					3-171	Муфта	
5	Д-240.5.40 IDT	3,6	240	-	3-171	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	203	50	3-171	Ниппель	0,103
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-203РС	0,375	203	50	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
8	Переводник Н 171/М 147	0,51	203	101	3-171	Ниппель	0,07
					3-147	Муфта	
9	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

10	УБТ УБТН-178	6	178	71	3-133	Ниппель	0,984
					3-133	Муфта	
11	ЗТС ГКС-178	6	178	106	3-133	Ниппель	0,5
					3-133	Муфта	
12	УБТ УБТН-178	6	178	71	3-133	Ниппель	0,984
					3-133	Муфта	
13	УБТС2-178	24	178	71	3-147	Ниппель	3,75
					3-147	Муфта	
14	Яс гидравлический	6,2	174	70	3-147	Ниппель	0,5
					3-147	Муфта	
15	Переводник Н 147/М 133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	0,008
					3-133	Муфта	
16	ПК-127x9,19 Л	2152	127	-	3-133	Ниппель	68,72
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2202–3629 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (2202-3629 м)</b>							
1	БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС.38 IADC S423	0,302	215,9	-	3-117	Ниппель	0,09
2	Переводник М 117/М 117	0,5	163	80	3-117	Муфта	0,04
					3-117	Муфта	
3	КЛ 212	0,425	212	100	3-117	Ниппель	0,05
					3-117	Муфта	
5	Переводник Н 117/М 117	0,5	165	76	3-117	Ниппель	0,04
					3-117	Муфта	
6	ДР-176.6.40 ИДТ	5,7	176	-	3-117	Ниппель	1,4
					3-147	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,567	176	40	3-147	Ниппель	0,062
					3-147	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-172РС	0,43	176	40	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	
9	Переводник Н 147/М 147	0,5	178	101	3-147	Ниппель	0,068
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	



Продолжение таблицы Б.4

11	УБТ УБТН-178	6	178	71	3-133	Ниппель	0,984
					3-133	Муфта	
12	ЗТС ГКС-178	6	178	106	3-133	Ниппель	0,5
					3-133	Муфта	
13	УБТ УБТН-178	6	178	71	3-133	Ниппель	0,984
					3-133	Муфта	
14	УБТС2-178	48	178	71	3-147	Ниппель	7,488
					3-147	Муфта	
15	Яс гидравлический	6,2	174	70	3-147	Ниппель	0,07
					3-147	Муфта	
16	Переводник Н 147/М 133	0,527	178	101	3-147	Ниппель	0,068
					3-133	Муфта	
17	ПК-127х9,19 Л	3628	127	-	3-133	Ниппель	115,871
					3-133	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для бурения секции под хвостовик (3629-3740 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под хвостовик (3629-3740 м)</b>							
1	БИТ 146 В 613 УЕ.30 IADC S433	0,29	146	-	3-88	Ниппель	0,017
2	Переводник М 88/Н 88	0,41	113	108,5	3-88	Муфта	0,033
					3-88	Ниппель	
3	КЛ 142,9	0,425	142,9	40	3-88	Муфта	0,5
					3-88	Муфта	
4	Переводник Н 88/М 88	0,457	113	108	3-88	Ниппель	0,03
					3-88	Муфта	
5	ДР-120.7.33 IDT	1,353	120	-	3-88	Ниппель	0,5
					3-102	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-127РС	0,43	127	28	3-102	Ниппель	0,025
					3-102	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ 127РС	0,65	120	28	3-102	Ниппель	0,49
					3-102	Муфта	
8	Переводник Н 102/М 101	0,35	120	62	3-102	Ниппель	0,031
					3-101	Муфта	
9	УБТНС-108	6	108	51	3-101	Ниппель	0,336
					3-101	Муфта	
10	ГКС-108	3	108	-	3-101	Ниппель	0,2
					3-101	Муфта	

Продолжение таблицы Б.5

11	УБТНС-108	6	108	51	3-101	Ниппель	0,336
					3-101	Муфта	
12	УБТС2-120	120	120	64	3-101	Ниппель	7,62
					3-101	Муфта	
13	Переводник Н-101/М-102	0,39	120	64	3-101	Ниппель	0,055
					3-102	Муфта	
14	Ясс SJ-120	5,5	120	60	3-102	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	
15	ПН-89х9,35 Л	3610	88,9	-	3-102	Ниппель	78,4398
					3-102	Муфта	

Таблица Б.6 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	2201	ПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-162	2152	115,87	127,77	1,22	1,28
бурение	0	3740	ПН-89х9,35 Л	89	Л	9,35	3-127	3610	78,44	87,17	1,30	1,35

Таблица Б.7 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	Диаметр, мм		
Под направление									
0	55	БУРЕНИЕ	0,139	0,019	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	22,2	30,1	22,1
Под кондуктор									
55	1001	БУРЕНИЕ	0,524	0,057	КОМБИНИРОВАННАЯ	9	12,7	61,3	183,3
Под техническую колонну									
1001	2202	БУРЕНИЕ	0,603	0,061	КОМБИНИРОВАННАЯ	6	12	61,8	102,2
Под эксплуатационную колонну									
2202	3629	БУРЕНИЕ	1,322	0,1	КОМБИНИРОВАННАЯ	6	10	77,5	164,1
Под хвостовик									
3629	3740	БУРЕНИЕ	1,612	0,089	КОМБИНИРОВАННАЯ	8	6	65,9	67,8

Таблица Б.8 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	55	БУРЕНИЕ	УНБ-1080	2	95	180	231,8	0,95	50	17,48	34,96
55	1001	БУРЕНИЕ	УНБ-1080	2	95	180	231,8	0,95	100	34,96	69,92
1001	2202	БУРЕНИЕ	УНБ-1080	2	95	180	231,8	0,95	60	20,98	41,95
2202	3629	БУРЕНИЕ	УНБ-1080	2	95	150	334,4	0,95	75	18,24	36,48
3629	3740	БУРЕНИЕ	УНБ-1080	1	95	140	387,6	0,95	70	14,9	14,9

Таблица Б.9 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	55	БУРЕНИЕ	18,2	6,3	-	1,9	0	10
55	1001	БУРЕНИЕ	218,5	26,2	83	98,6	0,7	10
1001	2202	БУРЕНИЕ	186,2	24,4	81	68	2,8	10
2202	3629	БУРЕНИЕ	264,9	45	102	90,1	17,8	10

Продолжение таблицы Б.9

3629	3740	БУРЕНИЕ	368,8	45,5	42	211,4	65,7	4,2
------	------	---------	-------	------	----	-------	------	-----

Таблица Б.10 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки по вертикали, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	55	104,4	5742	5742	0-55
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	1001	67,2	67267	67267	0-1001
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	1802	52,8	95145,6	118666	400-2202
2	ОТТМ	Е	10	400	58,8	23520		0-400
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	10,6	3629	41,5	150604	150604	0-3629
Хвостовик								
1	ОТТГ	М	8,6	361	22,2	8014	8014	3629-3740

Таблица Б.11 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3629	3629	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3619	3619	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	2150	43	109
		2150	2250	10	
		2250	3312	36	
		3312	3352	4	
		3352	3382	1	
		3382	3397	2	
		3397	3442	2	
		3442	3492	5	
		3492	3624	4	
		3624	3629	2	
	216 – ЦТ 168/216	3300	3400	10	17
		3430	3500	7	



Продолжение таблицы Б.11

	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3540	3540	1	1
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3530	3530	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	1001	1001	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	991	991	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	100	10	42
		100	150	1	
		150	996	29	
		996	1001	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	991	991	1	1	
Направ-ление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	55	55	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	45	45	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	6
		20	50	2	
		50	55	2	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	45	45	1	1
Техническая ко- лонна, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2202	2202	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2192	2192	1	1

Продолжение таблицы Б.11

	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	20	2	79
		20	950	19	
		950	1050	10	
		1050	2195	46	
		2195	2150	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2140	2140	1	1
Хвостовик, 114 мм	БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	3740	3740	1	1
	ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	3730	3730	1	1
	ЦПЦ-114/146 («НефтьКам»)	3370	3579	5	23
		3579	3679	10	
		3679	3735	6	
		3735	3740	2	
	ПХГ ПХГМЦЗ 114/146МЦЗ. 114/168	3300	3300	1	1
146 – ЦТ 114/146	3670	3710	4	4	

Таблица Б.12 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей под кондуктор

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	25,9	5,2	1030	5,2	МБП-СМ	361,88
		20,7		20,8	МБП-МВ	310,19
Продавочная жидкость	36,65		1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	77,026		1420	66,99	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	53013,2
					НТФ	31,58
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,11		1820	5,47	ПЦТ-II-50	10135,8
					НТФ	3,33

Таблица Б.13 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей под техническую колонну

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10,5	2,1	1030	2,11	МБП-СМ	147,91
		8,4		8,45	МБП-МВ	126,78
Продавочная жидкость	83,518		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	60,63		1450	54,17	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	42870,2
					НТФ	25,54

Продолжение таблицы Б.13

Нормальной плотности тампонажный раствор	7,422	1820	5,01	ПЦТ-II-50	9275,9
				НТФ	3,04

Таблица Б.14 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей под эксплуатационную колонну

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,26	1,1	1030	1,05	МБП-СМ	73,55
		4,2		4,21	МБП-МВ	63,16
Продавочная жидкость	61,76		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	27,701		1400	23,53	ПЦТ-III-ОБ(4-6)-100	18156,5
					НТФ	11,36
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,107		1820	4,8	ПЦТ-II-100	8882
					НТФ	2,91

Таблица Б.15 – Результаты проектирования буровой установки

Выбор буровой установки			
БУ 4000/250 ЭК-БМ			
Максимальный вес буровой колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	127,77	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	150 > 127,77

Продолжение таблицы Б.15

Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	90	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	$225 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	166,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$250/166,1=1,51 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	250		

## Приложение В Финансовый менеджмент

Таблица В.1– Результаты расчета потребного количества реагентов и их сметная стоимость

Наименование химреагента	Расход кг(л)/м3	Масса упаковки, кг	Цена, тыс руб.	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого		Стоимость Тыс руб.
				кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Каустическая сода	1	25	4,5	60,5	3	470	19	376,2	16	278,9	12	101,1	5	1287	55	247,5
Сода кальцинированная, марка Б	1	25	1,7	60,5	3	470	19	376,2	16	278,9	12	202,1	9	1388	59	100,3
Бентонитовый глинопоророшок	20	1000	12	1210,3	2	9397	10	7524,2	8	5577,2	6	6064,2	7	29773	33	396
Ксантановая камедь BurGun	1	25	20	60,5	3	470	19	376,2	16	278,9	12	-	-	1185	50	1000
высоковязкая 80 - BurPac-R	0,5	25	15	30,3	2	235	10	188,1	8	139,4	6	101,1	5	694	31	465
низковязкая 80 - BurPac-L	0,5	25	15	30,3	2	235	10	188,1	8	139,4	6	101,1	5	694	31	465
BurLub	1	1000	33	60,5	1	470	1	376,2	1	278,9	1	202,1	1	1388	5	165

Продолжение таблицы В.1

АбрамиХ-К	30	30	6,5	-	-	-	-	-	-	-	-	6064,2	203	6064	203	1319,5
РПС	5	30	3	-	-	-	-	-	-	-	-	1010,7	34	1011	34	102
Утяжелитель ( КН-50) Кислотораствори- мый	1273	1000	20	-	-	-	-	-	-	-	-	257223,1	258	257223	258	5160
Утяжелитель		1000	12	16123,6	17	125192	126,0	57861,4	58	145202,9	146	-	-	344380	347	4164

## Приложение Г Социальная ответственность

Таблица Г.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Изготовление	Эксплуатация	
1.Повышенные уровни шума	+	+	+	СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96
2. Повышенные уровни вибрации	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96
3.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
4.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
6.Пожаровзрывоопасность	+	-	+	ГОСТ 12.1.044- 84 ССБТ

Таблица Г.2 – предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80 дБА	80 дБА	75 дБА	75 дБА	75 дБА
Напряженность средней степени	70 дБА	70 дБА	65 дБА	65 дБА	65 дБА



Продолжение таблицы Г.2

Напряженный труд 1 степени	60 дБА	60 дБА	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50 дБА	50 дБА	-	-	-

Таблица Г.3 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «в»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям $X_o, Y_o, Z_o$							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с <sup>2</sup>		дБ		м/с 10 <sup>-2</sup>		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,6	0,0130		82		0,130		88	
2,0	0,0110	0,020	81	86	0,089	0,180	85	91
2,5	0,0100		80		0,063		82	
3,15	0,0089		79		0,045		79	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4,0	0,0079	0,014	78	83	0,032	0,063	76	82
5,0	0,0079		78		0,025		74	
6,3	0,0079		78		0,020		72	
8,0	0,0079	0,014	78	83	0,016	0,032	70	76
10,0	0,0100		80		0,016		70	
12,5	0,0130		82		0,016		70	
16,0	0,0160	0,028	84	89	0,016	0,028	70	75
20,0	0,0200		86		0,016		70	
25,0	0,0250		88		0,016		70	
31,5	0,0320	0,056	90	95	0,016	0,028	70	75
40,0	0,0400		92		0,016		70	
50,0	0,0500		94		0,016		70	
63,0	0,0630	0,110	96	101	0,016	0,028	70	75
80,0	0,0790		98		0,016		70	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,014		83		0,028		75

Таблица Г.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Таблица Г.5 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20

Продолжение таблицы Г.5

Редукторное помеще- ние	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100