

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.51(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Браунагель Даниил Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Кащук Ирина Вадимовна	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		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
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 общетехнические знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения,	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов

оборудования	обрабатывать и представлять экспериментальные данные	на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–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 процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья 8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	промышленной информации	сопровождение углеводородного сырья»	сферой профессиональной деятельности	и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промышленной информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии» ОТФ А «Комплексирование геолого-промышленных данных и построение моделей нефтегазовых залежей» ОТФ В «Организация геолого-промышленных работ»	ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
	10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья 11. Составление текущих планов по проведению геолого-промышленных работ и добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии» ОТФ В «Организация геолого-промышленных работ»	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромышленного оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Браунагель Даниил Игоревич

Тема работы:

Обоснование технологических показателей эксплуатации фонтанных скважин на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№68-67/с 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

17.06.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Пластовая энергия и силы действующие в нефтяных залежах. Механизм взаимодействия фаз при движении многофазовой газожидкостной смеси в подъемнике. Факторы влияющие на производительность нефтяных скважин. Обоснование режима фонтанной эксплуатации при определенных геологических условиях. Описание технических устройств при фонтанной эксплуатации. Анализ норм

	технологической эксплуатации фонтанных скважин. Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры. Расчет НКТ при фонтанной эксплуатации скважин. Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры. Расчет фонтанного подъемника.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФОНТАНИРОВАНИЕ СКВАЖИН
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			10.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Браунагель Даниил Игоревич		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГЖС – газожидкостная смесь;

ВНЭ – водонефтяная эмульсия;

ГДГЭ – грубодисперсная газовая эмульсия;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

ВРК – водорастворимые композиции;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ППУ – передвижная паровая установка;

КВЧ – концентрация взвешенных частиц;

ФА – фонтанная арматура;

ГЗУ – групповая замерная установка;

КПД – коэффициент полезного действия;

ФА – фонтанная арматура;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 141 страниц, в том числе 16 рисунков, 35 таблиц. Список литературы включает 32 источника. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: фонтанирование скважин, эксплуатация нефтяных скважин, режимы работы фонтанирующих скважин, фонтанирование скважин на территории Западной Сибири.

Объектом исследования являются фонтанирующие скважины на территории Западной Сибири.

Цель исследования – является выбор и обеспечение оптимальных рабочих режимов эксплуатации фонтанных скважин в различных условиях залегания нефтяных пластов на месторождениях Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены оптимальные условия фонтанирования на территории Западной Сибири, а также наиболее эффективные технические и технологические показатели фонтанирования.

Область применения: нефтяные месторождения на территории Западной Сибири.

Потенциальная экономическая эффективность связана с тем, что комплекс оборудования для фонтанной эксплуатации состоит из наземного и внутрискважинного оборудования, не требующего больших финансовых затрат.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФОНТАНИРОВАНИЕ СКВАЖИН.....	18
1.1 Пластовая энергия и силы, действующие в нефтяных залежах.....	21
1.3 Механизм взаимодействия фаз при движении многофазной газожидкостной смеси в подъемнике	34
1.3 Факторы, влияющие на производительность нефтяных скважин	46
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН.....	59
2.1 Обоснование режима фонтанной эксплуатации скважин при определенных геологических условиях	61
2.2 Описание технических устройств при фонтанной эксплуатации скважин ..	64
2.3 Анализ норм технологической эксплуатации фонтанных скважин	72
3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X	76
3.1 Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры	81
3.2 Расчет насосно-компрессорных труб при фонтанной эксплуатации скважин	83
3.3 Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры.....	90
3.4 Расчет фонтанного подъемника.....	90
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	94
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	94

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	94
4.1.2 SWOT – анализ	96
4.2 Планирование работ по научно-техническому исследованию	100
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	100
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	101
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	102
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	105
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ	105
4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	106
4.3.3 Расчет амортизации специального оборудования	107
4.3.5 Дополнительная заработная плата исполнителей темы.....	109
4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	110
4.3.7 Накладные расходы.....	110
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	111
4.5 Выводы по разделу финансовый менеджмент	115
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	116
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	119
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	119
5.2 Производственная безопасность.....	120
5.3 Анализ потенциальных опасных и вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	121
5.3.1 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	121

5.3.2 Производственные факторы связанные с неудовлетворительными метеорологическими условиями на открытом воздухе	121
5.3.3 Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении	125
5.3.4 Опасные вредные производственные факторы, связанные со световой средой	125
5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током	126
5.3.6 Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	130
5.3.7 Пожаробезопасность и взрывобезопасность	131
5.4 Экологическая безопасность	132
5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха	133
5.4.2 Мероприятия по охране водных объектов	134
5.4.3 Мероприятия по охране литосферы	134
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	135
5.6 Вывод по разделу социальная ответственность	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	140
Приложение 1	143
Приложение 2	144

ВВЕДЕНИЕ

Анализ эффективности фонтанной эксплуатации добывающих скважин на примере некоторых месторождений с учетом существующего в отрасли опыта, позволяет нам сделать вывод, что фонтанный способ эксплуатации является наиболее экономичным и характеризуется существенными преимуществами по сравнению с любым видом механизированной эксплуатации, продление фонтанного периода должно стать приоритетной задачей при проектировании разработки.

Каждому этапу разработки месторождения свойственно свое поведение флюида. На одном из таких начальных этапов разработки, когда нефть находится под большим давлением в пласте и когда энергии пласта оказывается достаточно, для того чтобы поднять ее на поверхность, можно говорить о фонтанном способе добычи нефти или фонтанировании скважины. [1]

Фонтанный способ добычи предусматривает подъем пластовой жидкости или газа за счет природных сил. Данный метод является наиболее эффективным и экономичным, так как не нуждается в дополнительных финансовых и технических затратах.

Одной из основных причин снижения добычи нефти фонтанными скважинами являются обрывы насосно-компрессорных труб. После обрывов значительная доля скважин эксплуатируется в технологическом режиме с дебитом нефти, значительно ниже возможного. Поэтому интенсификация добычи нефти фонтанными скважинами возможна на основе увеличения срока эксплуатации подземного фонтанного оборудования в исходном режиме, т.е. повышения его эксплуатационной надежности [1]

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в необходимости обоснования технологических показателей эксплуатации фонтанных скважин для продолжительного фонтанирования скважин на месторождениях Западной Сибири.

Целью выпускной квалификационной работы является выбор и обеспечение оптимальных рабочих режимов эксплуатации фонтанных скважин в различных условиях залегания нефтяных пластов на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать геолого-промысловых условий фонтанирования скважин;
2. Обосновать выбор режима фонтанной эксплуатации скважин на Тагринском нефтегазоконденсатном месторождении;
3. Расчет дизайна скважинной компоновки фонтанной эксплуатации на месторождении X.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФОНТАНИРОВАНИЕ СКВАЖИН

Фонтанирование скважины – это процесс движения нефти от ее забоя к устью, происходящий под действием пластовой энергии. Фонтанирование нефтяных скважин возможно, если забойное давление равно или превышает так называемое давление фонтанирования, определяемое по известным методикам расчета. Фонтанирование скважин можно добиться и искусственным способом. Под искусственным способом стабилизации фонтанирования подразумевается процесс поддержания или увеличения пластового давления с помощью закачки в пласт различных жидких и газообразных агентов. [1],[2]

Основной целью геолого-промыслового анализа разработки нефтяного месторождения является оценка эффективности системы разработки, которая производится путем изучения технологических показателей разработки. Улучшить технологические показатели можно путем изменения существующей системы разработки или ее усовершенствования при регулировании процесса эксплуатации месторождения. Но в большей степени технологические показатели разработки зависят от геолого-физической характеристики нефтяной залежи, причем определяющим является ее тип, размер и форма, неоднородность строения продуктивного объекта, запасы нефти в нем и относительная подвижность нефти. Исходя из этого, строится анализ разработки нефтяного месторождения, определяются виды исследований при проведении данной работы. [2],[3]

Первая в мире скважина для разведки нефти была пробурена на Биби-Эйбатском месторождении на побережье Каспийского моря вблизи Баку 14 июля 1846 года. [3]

В 1859 г. 27 августа в Пенсильвании американец Эдвин Дрейк пробурил скважину глубиной 69 футов (21 м), давшую фонтан нефти. Эту дату на Западе принято считать началом мировой промышленной добычи нефти. Однако приоритет России в этой области налицо. [3]

В 1887 г. 42 % нефти в Баку было добыто фонтанным способом. [3]

Западно-Сибирская провинция – наиболее крупная из всех нефтегазоносных провинций, выделенных на территории России. Расположенная на обширной равнине между горными сооружениями Урала на западе и Сибирской платформой на востоке, ограниченная на юге Алтае-Саянской горной системой, она охватывает земли Тюменской, Томской, Новосибирской и Омской областей.

Рассматривая разработку месторождений Западной Сибири, можно сказать, что отличительной особенностью сырьевой базы Западной-Сибири является наличие большого числа крупнейших месторождений. К настоящему времени выявлены и разрабатываются такие месторождения-гиганты как Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Приобское. Быстрый ввод крупнейших месторождений в промышленную разработку явился определяющим фактором, позволившим в рекордно короткие сроки создать на территории Западной Сибири мощный нефтедобывающий комплекс. [4]

Первую промышленную нефть Западной Сибири дало Мегионское месторождение, первый фонтан там забил 21 марта 1961 года. Пробурил скважину, открывшую одно из крупнейших и первых месторождений в Сибири, геолог, будущий доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН (1991) и Герой Социалистического Труда Фарман Салманов. [4]

Так что же такое процесс фонтанирования? Фонтанирование это – подъем жидкости с забоя скважины на поверхность за счет пластовой энергии. Под пластовой энергией понимается, энергия пласта-коллектора и находящегося в нем флюида, который находится под действием пластового давления.

Наиболее значимые преимущества фонтанной добычи являются следующие:

1. Добыча жидкости, данным способом гораздо выше, чем при механизированных способах эксплуатации, особенно из скважин, обсаженных 127-мм колонной;
2. Обратное влияние на добычу нефти оказывает газовый фактор, причем при фонтанной эксплуатации он положительный, а при насосной отрицательный;
3. Возможность успешной эксплуатации наклонно направленных и искривленных скважин, в том числе при высоких давлениях и температурах;
4. Существенно меньше проблем с коррозией, отложениями и другими соединениями, причем с увеличением буферного давления фонтанных скважин уменьшается глубина парафиновых отложений на поверхностях труб НКТ;
5. Возможность использования высоконапорной, герметизированной системы сбора продукции нефтяных скважин.

1.1 Пластовая энергия и силы, действующие в нефтяных залежах

Основными источниками естественного фонтанирования является потенциальная энергия жидкости $W_{ж}$ и газа $W_{г}$, которая выделяется из нефти под давлением, меньшим давления насыщения. Таким образом, естественное фонтанирование скважины осуществляется за счет пластовой энергии $W_{п}$, которой обладает продукция скважины на забое $W_{заб}$. [4]

$$W_{заб} = W_{п} = W_{ж} + W_{г} \quad (1)$$

В зависимости от физико-химических свойств продукции и технологического режима работы скважины составляющие пластовой энергии могут быть различными по величине: $W_{ж} > W_{г}$, $W_{ж} = W_{г}$, $W_{ж} < W_{г}$. [5]

Пластовая энергия расходуется на перемещение и на преодоление сопротивлений, возникающих при движении жидкостей и газа в пористой среде, в результате чего пластовое давление снижается. В горной породе нефть и газ находятся под действием сил, которые влияют на движение нефти, газа и воды при их добыче, а также на характер и интенсивность этого движения. [4, [5]

В зависимости от того, за счет чего происходит восполнение энергии пласта и обеспечивается движение нефти к устью скважин, разделяют несколько сил действующих на пласт. Силы, действующие в пласте, соответствуют каждому режиму разработки месторождения. Все силы разделяются на силы движения и силы сопротивления, противодействующие движению нефти (жидкости) и газа и удерживающие нефть в залежи. К силам движения нефти, газа и воды в залежах относятся [5]:

1. Силы, вызываемые напором краевых и пластовых вод.

Сила является основой водонапорного режима разработки месторождения, напор пластовых вод позволяет компенсировать отбор жидкости путем продвижения пластовой воды в продуктивную часть пласта.

Такая сила характерна обычно для литологически однородных и выдержанных высокопроницаемых пластов при относительной близости

залежей к областям питания водонапорного комплекса. Благодаря типовой силе, итоговая нефтеотдача достигает 65-80% [5]

2. Силы, выражающиеся вследствие адаптационной способности пластовых водонапорных систем, то есть упругости жидкостей;

Силы упругости, при которых происходит расширение пластовой жидкости и породы за счет снижения пластового давления. Все это соответствует упругому режиму разработки, при типовом режиме, отбор жидкости не компенсируется полностью продвижением законтурных вод к залежи. [6]

Коэффициент упругости (объемного сжатия) жидкости:

$$\beta_{\text{ж}} = - \frac{1}{V_{\text{ж}}} \frac{dV_{\text{ж}}}{dp} \quad (2)$$

Где $\beta_{\text{ж}}$ – коэффициент объемного сжатия жидкости;

$V_{\text{ж}}$ = объем жидкости, p – величина давления.

3. Силы, расширяющегося сжатого свободного газа, растворенного в нефти и газовой шапке. [5]

Это те силы, при которых приток газа к забоям скважины происходит за счет потенциальной энергии давления, под которым находится газ в продуктивном пласте. [5]

Такое поведение газа в пласте соответствует режиму растворенного газа. При данном режиме отбор жидкости так же не полностью компенсируется продвижением пластовой воды в продуктивную часть пласта. Данный режим формируется при усиленном отборе жидкости из пласта, который приводит к снижению пластового давления до значений ниже давления насыщения нефти газом. [5]

Газосодержание пластовой нефти можно найти по формуле:

$$K_{\text{ГС}} = \frac{V_{\text{Г}}}{V_{\text{пов.н}}} \quad (3)$$

Где $V_{\text{Г}}$ – объем газа, растворенного в нефти, куб.м;

$V_{\text{пл.н}}$ – объем нефти в пластовых условиях, куб.м.

4. Сила тяжести нефти.

Сила, при которой нефть под собственной тяжестью вытесняется в скважины. Сила тяжести нефти является основополагающей силой при гравитационном режиме разработки, он проявляется при полной изоляции залежи от водоносной части, а также при отсутствии газа (свободного или растворенного). Данный режим встречается редко, обычно он возникает на последней стадии разработки залежи, первоначально эксплуатирующийся при режиме растворенного газа. [5]

Пластовая энергия расходуется на преодоление сопротивлений при перемещении нефти или газа в скважины, а также на подъем их на поверхность. В период, когда запасы природной энергии в залежи велики, скважина фонтанирует. Этот период эксплуатации скважины характеризуется высокой производительностью; нередки случаи, когда скважина за время фонтанного периода дает свыше 70% общего количества нефти, полученной за весь период эксплуатации. [5]

По мере падения пластового давления и обводнения залежи пластовой водой интенсивность фонтанирования скважин уменьшается; происходят периодические выбросы нефти, чередующиеся с бесполезным истечением свободного газа. Оставшейся пластовой энергии уже хватает лишь для подъема жидкости в скважине только на некоторую высоту.

Пластовая энергия - совокупность тех видов механической и тепловой энергии флюида (нефть, газ и вода в горных породах, характеризующиеся текучестью) и горной породы, которые могут быть практически использованы при отборе нефти и газа. [6]

Главные из них:

1. Энергия напора законтурных вод залежей нефти и газа.

На рисунке 1 схематически изображена залежь, имеющая напор краевой воды. Давление в этой залежи определяется высотой столба воды в законтурной области. Если пробурить на такой залежи скважины, то нефть

будет притекать к их забоям и подниматься на поверхность за счет энергии напора краевых вод. [6]

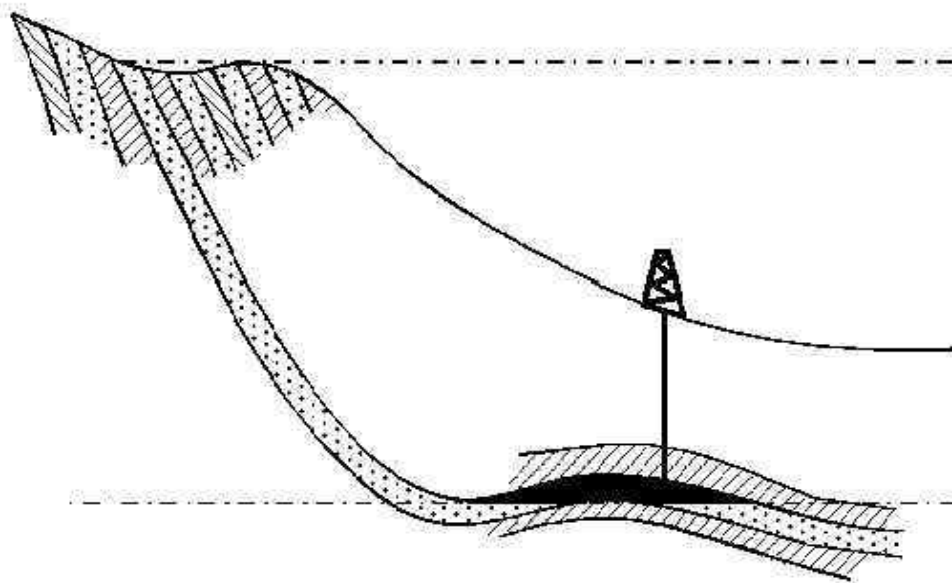


Рисунок 1 – Схема строения залежи с напором краевых вод

Эффективность действия напора краевых вод зависит не только от величины превышения выходов пласта над устьем скважины, но и от проницаемости пород и вязкости жидкости. [6]

Если проницаемость пород достаточно велика и жидкости в пласте достаточно подвижны, а отборы их соответствуют пропускной способности пластовой системы при данном напоре, то основным видом энергии, за счет которой жидкость будет притекать к забоям скважин, длительное время, будет энергия напора краевой воды. [6]

2. Энергия упругого сжатия горной породы и флюида, в том числе газа, выделившегося в свободную фазу из растворенного состояния при снижении давления.

Другим видом пластовой энергии является упругая энергия сжатого свободного газа. Рассмотрим уравнение состояния идеального газа:

$$p = \frac{RV}{T} \quad (4)$$

Для описания отклонений термодинамических свойств реальных газов от свойств идеальных газов использую термин «сжимаемость» Для идеальных газов коэффициент сжимаемости Z равен единице, для реальных

газов Z может быть как меньше так и больше неё. Коэффициент сжимаемости Z определяется как:

$$Z = \frac{pV}{RT} \quad (5)$$

Отклонение поведения реального газа от идеального происходит за счет разницы давлений в газовой шапке и в нефтяной зоне, после чего происходит вытеснение нефти из пласта газом, вторгающимся из газовой шапки. Давление газа в газовой шапке уменьшается. Геологическое строение залежи, при котором энергия этого вида является основной, показано на рисунке – 2, где схематически изображено месторождение закрытого типа без напора краевой воды. [6]

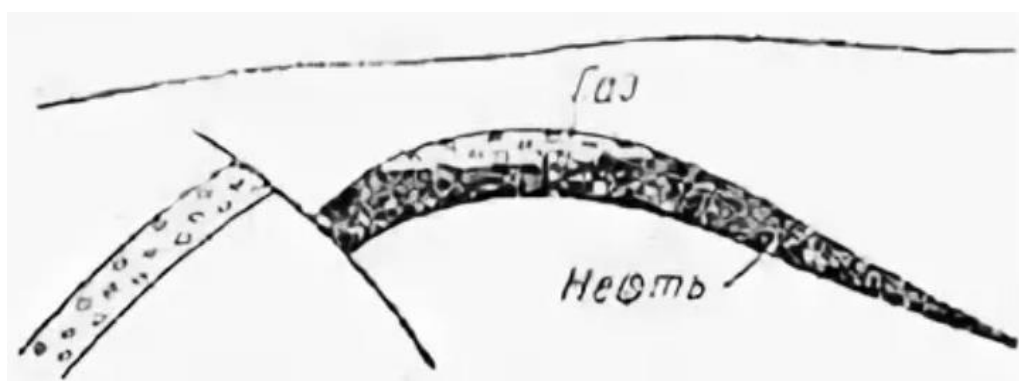


Рисунок 2 – Схема месторождения закрытого типа без напора краевой воды

Если понизить давление на забое скважины, нефть в нее будет притекать вследствие расширения газа в газовой шапке и газа, выделяющегося из нефти. Это объясняется тем, что при наличии газовой шапки нефть полностью насыщена газом, понижение давления приводит к выделению газа из раствора. Запасы энергии сжатого газа в залежи ограничены, величина их зависит от объема газовой шапки, запасов нефти, величины пластового давления, растворимости газа в нефти. [6]

3. Часть гравитационной энергии вышележащих толщ, расходуемая на пластические деформации коллектора, вызванные снижением пластового давления в коллекторе в результате отбора флюида из него.

Упругие изменения породы и жидкости при уменьшении давления в пласте, отнесенные к единице их объема, незначительны. Но если учесть, что

объемы залежи и питающей ее водонапорной системы могут быть огромны, то упругая энергия пород, жидкостей и газов может оказаться существенным фактором, обуславливающим движение нефти к забоям нефтяных скважин. При этом вследствие падения пластового давления породы и жидкости расширяются. [6]

Зона падения давления в пласте распространяется по мере эксплуатации месторождения далеко за пределы залежи, в водоносную область; вода в объеме расширившейся породы и пластовых жидкостей перетекает в нефтяной пласт и вытесняет из него в скважины соответствующий объем нефти. Обычно объем водоносной части пласта во много раз превышает объем его нефтяной части. Вследствие этого общие объемы расширения воды и пород при снижении давления могут иногда превышать весь первоначальный объем нефти в залежи. [6]

4. Тепло флюида, выносимое им на поверхность при эксплуатации скважин.

Приток флюида к забоям нефтяных или газовых скважин обусловлен разностью пластового и забойного давления. Величина этого перепада или депрессии давления зависит от отбора жидкости и газа из скважин, физико-геологических пород пласта, а также от конкретного вида пластовой энергии, которая обуславливает добычу нефти и газа.

Как уже указывалось, при разработке залежи в продуктивном пласте образуются воронки депрессии давления – являясь общими по скважинам и локальными в районе каждой добывающей и нагнетательной скважины. [6]

Перепад давления, соответствующий локальной воронке, применительно к добывающей скважине называют депрессией на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.д}}$, применительно к нагнетательной скважине – репрессией на забое скважины $\Delta P_{\text{скв.д}}$. В качестве обобщающего термина (для добывающих и нагнетательных скважин) наиболее часто применяют термин перепад давления в скважине. [6]

В добывающей скважине забойное давление $\Delta P_{\text{заб.д}}$ меньше текущего пластового давления $\Delta P_{\text{пл.тек}}$ на величину депрессии, в нагнетательной скважине $\Delta P_{\text{заб.н}}$ больше $\Delta P_{\text{пл.тек}}$ на величину репрессии. Соответственно перепады давления в добывающей и нагнетательной скважине определяются выражениями: [4]

$$\Delta P_{\text{заб.д.}} = \Delta P_{\text{пл.тек}} - P_{\text{заб.д}} \quad (6)$$

$$\Delta P_{\text{скв.н}} = P_{\text{заб.н}} - P_{\text{пл.тек}} \quad (7)$$

Нефтяной или газовый пласт со скважинами представляет собой единую гидравлически связанную систему. При этом влияние эксплуатации скважин распространяется не только на нефтегазовую, но и на окружающую водонапорную область вплоть до границ пласта.

Можем сделать вывод, что все виды энергии и силы, действующие в залежи и обеспечивающие приток флюида к забоям скважин, необходимо рассматривать с учетом строения всей залежи и окружающих ее областей, а также свойств жидкостей и пород всего нефтяного пласта.

Все залежи углеводородов обладают большим или меньшим запасом различных видов энергии для перемещения нефти и газа к забоям скважин. Потенциальные возможности этих залежей зависят от разновидностей природных режимов залежи. В проявлении этих режимов большое влияние имеет начальное значение пластового давления и его дальнейшее поведение при разработке.

К давлениям в земной коре относятся:

1. Горное давление $P_{\text{гор}}$ – создается суммарным действием на породы геостатического и геотектонического давления. Это давление в жестком каркасе пород, которое передается и жидкости, заполняющей пустотное пространство. [6]

Рассмотрим пример пласта, расположенного на глубине H . На пласт давит вес вышележащих горных пород. Следовательно, пласт находится в деформированном, сжатом состоянии. [6]

Если заместить пласт пластиной толщиной h , лежащей на упругом основании (в данном случае - подошве), то давление, вызванное весом массива вышележащих горных пород, можно сравнить с равномерно-распределенной нагрузкой σ_r , действующей на пласт. [6] Рисунок 3.

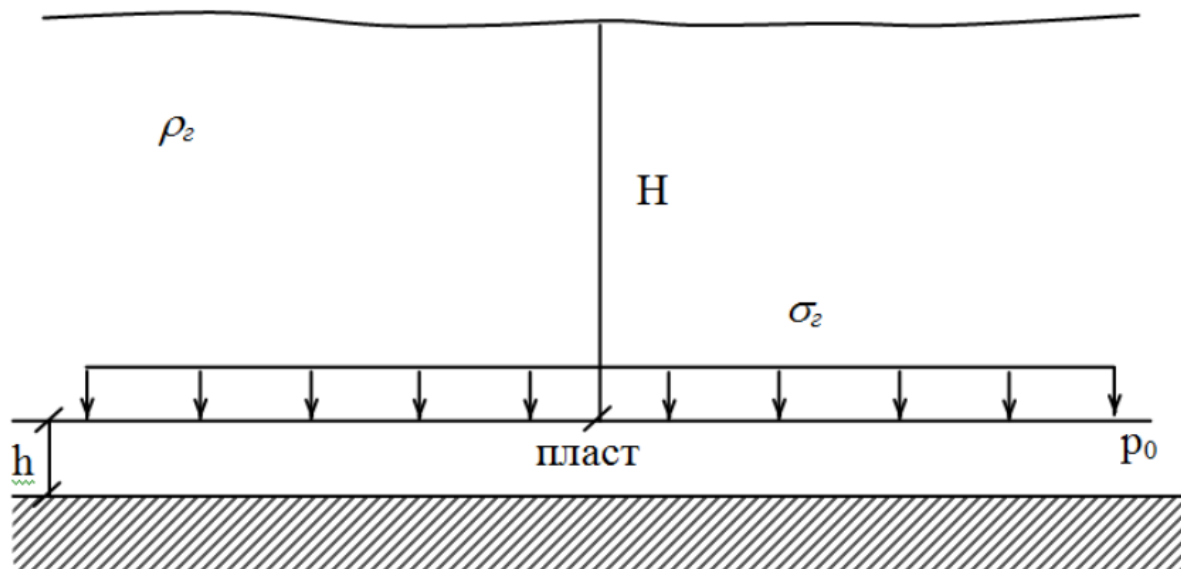


Рисунок 3 – Горное давление - σ_r , среднее пластовое давление – P_0

Где, H – глубина залегания пласта, h – толщина пласта

Горное давление определяется формулой:

$$\sigma_r = \rho_r g H \quad (8)$$

Пластовое, поровое давление определится соотношением:

$$P_0 = \rho_v g H \quad (9)$$

Где, ρ_v – плотность воды, g – ускорение свободного падения.

Эффективное давление пласта определяется соотношением:

$$\sigma_{эф} = \sigma_r - P_0 \quad (10)$$

Таким образом, нефтяной пласт сжат горным давлением, величина которого напрямую зависит от глубины залегания и плотности вышележащих пород. Эффективное давление, зависит от горного и пластового давления.

При эксплуатации скважин давление в призабойной зоне пласта (ПЗП) уменьшается, эффективное давление растет, что приводит к образованию микротрещин, разрушению коллектора, выносу механических примесей и к

изменению фильтрационно–емкостных свойств (ФЕС) ПЗП, следовательно, к снижению продуктивности пласта. [6], [7]

2. Геостатическим называется давление вышележащих горных пород (от поверхности земли). Это давление, оказываемое на пласт весом вышележащих пород, величина которого зависит от мощности и плотности пород. [6]

Геостатическое давление рассчитывается по формуле 6:[7]

$$P_{гс} = \sum_{i=1}^n [(1 - m_i) \cdot \rho_{cki} + m_i \cdot \rho_{жи}] \cdot h_i \cdot g = \rho_{гп} \cdot g \cdot Z \quad (11)$$

Где m_i – пористость пласта, доля.ед.;

ρ_{cki} – плотность породы с учетом ее пористости, кг/м³;

$\rho_{жи}$ – плотность жидкости в порах, кг/м³;

$\rho_{гп}$ – объемная плотность вышележащей толщи горных пород, кг/м³;

n – число вышележащих пластов.

3. Геотектоническое давление – это отражение напряжений, создаваемых в земной коре различными непрерывно-прерывистыми тектоническими процессами. Особенно характерно для тектонически активных областей. Его величина и вектор в каждой точке не поддаются замеру. [7]

Пластовое давление – один из важнейших факторов, определяющих энергетические возможности продуктивного пласта, производительность скважин и залежи в целом. [7]

При вскрытии скважиной нефтенасыщенный пласт и при снижении в ее стволе уровня промывочной жидкости, то под действием пластового давления в эту скважину из пласта начнет поступать нефть. Следовательно, пластовое давление может быть определено по высоте столба пластовой жидкости в скважине при установлении статического равновесия в системе пласт-скважина:

$$P_{пл} = \rho \cdot g \cdot h \quad (12)$$

где h – высота столба жидкости, уравнивающего пластовое давление, м;

ρ – плотность жидкости в скважине, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Природа и величина этого давления обусловлены тем, что продуктивная часть пласта связана или была связана ранее с выходом пласта на поверхность, через который происходило его питание водой. [7]

Установившийся в скважине уровень жидкости, соответствующий пластовому давлению, называют пьезометрическим уровнем. Положение этого уровня фиксируют расстоянием от устья скважины или величиной абсолютной отметки.

Поверхность, проходящая через пьезометрические уровни в различных точках водонапорной системы (в скважинах), называют пьезометрической поверхностью. [7]

Высоту столба жидкости h в зависимости от решаемой задачи обычно определяют, как расстояние от пьезометрического уровня до середины пласта коллектора – такой столб жидкости h_1 называют пьезометрической высотой (Рисунок 4) – или как расстояние от пьезометрического уровня до условно принятой горизонтальной плоскости. Пьезометрическим напором называют столб жидкости, высотой h_2 , который находится как сумма h_1 и z , где z – расстояние между серединой пласта и условной плоскостью. [7]

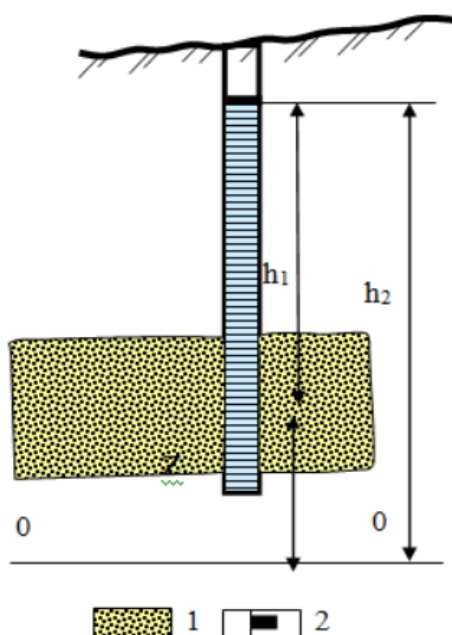


Рисунок 4 – Пьезометрическая высота и напор в скважине: 1 – пласт-коллектор; 2 – пьезометрический уровень в скважине; О-О – условная плоскость; h_1 – пьезометрическая высота, h_2 – пьезометрический напор, Z – расстояние от середины пласта до условной плоскости

Величину давления, соответствующую пьезометрической высоте, называют абсолютным пластовым давлением и обозначают как $P_{пл.а}$; величину давления, соответствующую пьезометрическому напору – приведенным пластовым давлением $P_{пл.пр}$, зная расстояние z и плотность жидкости в скважине ρ , при необходимости всегда можно перейти от абсолютного пластового давления к приведенному и наоборот: [6], [7]

$$P_{пл.а} = P_{пл.пр} + z\rho/102 = (h_1+z)\rho/102 \quad (13)$$

В связи со сложностью рельефа земной поверхности устья скважин, пробуренных в разных точках на водоносный пласт, обладающий давлением, могут быть выше, ниже и на уровне пьезометрической поверхности. В скважинах с устьями выше пьезометрической поверхности (рисунок 5, скв.1) абсолютное пластовое давление определим зная глубину скважины H_1 до середины пласта и глубину пьезометрического уровня от устья скважины h_1 , а также плотность воды ρ_v (она обычно больше 1 вследствие того, что пластовые воды минерализованы): [7]

$$P_{пл1} = [(H_1-h_1)/102] \cdot \rho_v \quad (14)$$

В скважине с устьем, совпадающим с пьезометрической поверхностью (рисунок 5, скв. 2):

$$P_{пл2} = H_2 \cdot \rho_v /102 \quad (15)$$

Скважина с устьем ниже пьезометрической поверхности (рисунок 5, скв 3) будет фонтанировать. Пластовое давление в таких скважинах можно определить, замерив манометром давление p_v на их герметизированных устьях:

$$P_{пл3} = [(H_3 \cdot \rho_v)/102] + p_v \quad (16)$$

Где $p_y = h_3 \rho_v / 102$; h_3 – превышение пьезометрического уровня над устьем скважины.

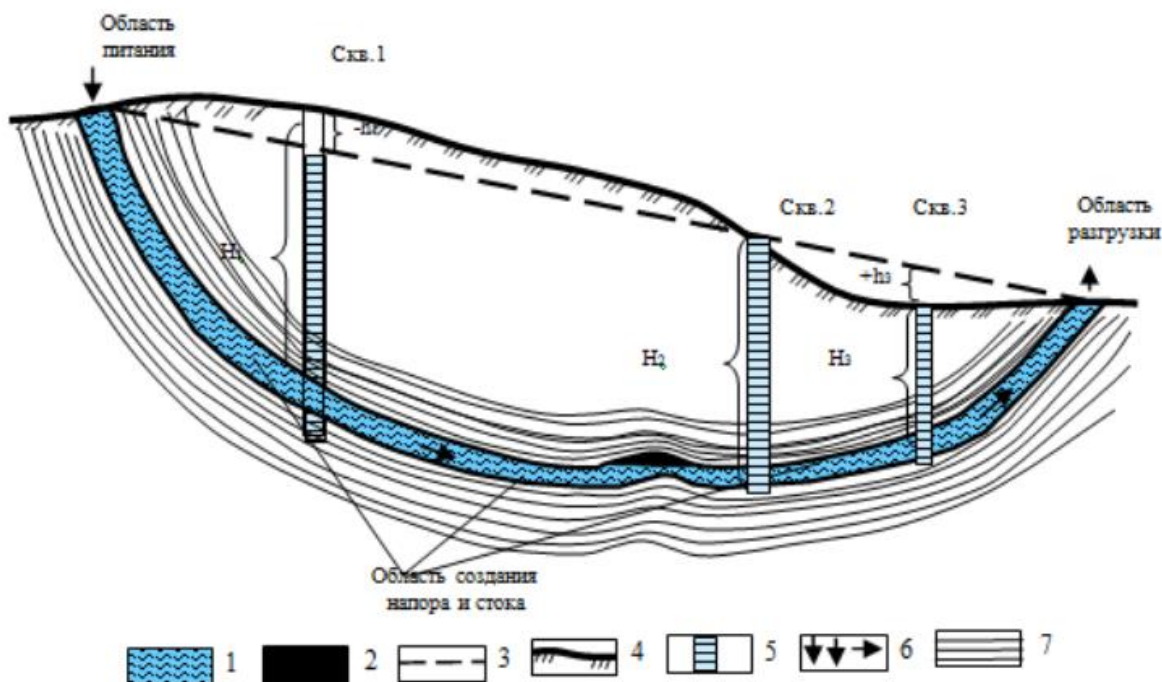


Рисунок 5 – Схема инфильтрационной водонапорной системы:

1 – водонасыщенный пласт-коллектор; 2 – залежь нефти; 3 – пьезометрическая поверхность; 4 – земная поверхность; 5 – скважина со столбом пластовой воды; 6 – направление движения жидкости; 7 – водоупорные породы.

В процессе разработки залежи пластовое давление обычно снижается соответственно, различают начально (статическое) и текущее (динамическое) пластовое давление. [7]

Начальное (статическое) пластовое давление – это давление в пласте-коллекторе в природных условиях, т.е. до начала извлечения из него жидкостей или газа. Начальное пластовое давление в значительной мере определяет природное фазовое состояние УВ в недрах и, следовательно, также обуславливает определение рациональных условий разработки. [7]

Гидростатическим пластовым давлением (ГПД) называют давление в пласте-коллекторе, возникающее под действием гидростатической нагрузки вод, перемещающихся по этому пласту в сторону его регионального погружения. [7]

В водоносном пласте начальное пластовое давление считают равным гидростатическому, когда соответствующая ему пьезометрическая высота в каждой его точке примерно соответствует глубине залегания пласта. Пластовое давление, близкое к гидростатическому, характерно для инфильтрационных водонапорных систем и приуроченных к ним залежей.

В пределах нефтегазовых залежей значения начального пластового давления и статических уровней превышают значения этих показателей в водоносной части пласта при тех же абсолютных отметках залегания пластов. Величина превышения зависит от степени различий плотности пластовой воды, нефти и газа и от расстояния по вертикали от рассматриваемых точек залежи до ВНК. Разницу между пластовым давлением и гидростатическим (при $P_B = 1$) на одной абсолютной отметке пласта принято называть избыточным пластовым давлением $P_{изб}$. [7]

Возвращаясь к фонтанированию скважин и анализируя все вышесказанное можно сказать, что фонтанирование происходит в том случае, если давление на ее забое превышает гидростатическое давление жидкости (или газожидкостной смеси, газа), заполняющей весь ствол от устья до забоя. Это условие фонтанирования можно записать следующим образом:

$$P_{заб.ф} \geq \frac{L\gamma}{10} \quad (17)$$

Где L – глубина скважины; γ – средний по стволу скважины удельный вес жидкости или смеси; $P_{заб.ф}$ – забойное давление, при котором возможно фонтанирование.

Из формулы (17) видно, что чем меньше γ , тем при меньшем забойном давлении скважина способна фонтанировать. В частности, для обеспечения фонтанной добычи газа требуются значительно меньшие забойные давления, чем для добычи жидкости. Чтобы извлечь жидкость из пласта фонтанным способом, требуется тем меньшее забойное давление, чем больше свободного

газа поступает с ней в скважину и чем больше выделяется из нее газа, ранее находившегося в растворенном состоянии, по мере ее подъема по стволу. [7]

Если забойное давление в процессе эксплуатации будет оставаться постоянным, а в продукции скважины будет возрастать количество попутно добываемой воды, то в определенный момент времени фонтанирование может прекратиться. Это объясняется тем, что плотность воды, как правило, больше плотности нефти. Кроме того, в воде обычно содержится небольшое количество газа. В результате при возрастании процентного содержания воды в продукции скважины возрастает средний удельный вес газожидкостной смеси. [7]

1.3 Механизм взаимодействия фаз при движении многофазной газожидкостной смеси в подъемнике

Далее будут представлены расчеты и анализ технологических параметров режима эксплуатации скважин проведенных на основе промысловой информации технологических режимов работы фактических скважин. Гидродинамические расчеты движения газожидкостной смеси в подъемнике представленные в таблицах 1-2 проводились для скважин различной продуктивности и обводненности продукции. Перечень рассматриваемых месторождений территориально относятся к Западно-Сибирскому нефтегазоносному бассейну, в частности: Самотлорское, Федоровское, Тепловское, Варьеганское, Северо-Варьеганское, Аганское, Тагринское, Быстринское и др.

Для расчетов также использованы геолого-геофизическая характеристика пластов, физико-химические свойства пластовых флюидов. При анализе параметров режима эксплуатации скважин, проведены оценочные расчеты допустимых параметров, таких как максимальная допустимая депрессия на пласт, минимальные допустимые забойные давления, минимально допустимое давление на приеме скважинных насосов. [8]

В процессе подъема двухфазной трехкомпонентной (газ-нефть-вода) газожидкостной смеси (ГЖС) в насосно-компрессорных трубах (НКТ) происходит существенное изменение её термодинамических параметров, т.к. пластовые и поверхностные параметры p , V , T значительно отличаются. В НКТ в добываемой продукции происходят как фазовые превращения (разгазирование нефти, появление третьей, твердой фазы вследствие кристаллизации тугоплавких парафинов), так и образование неравновесных дисперсных систем: грубодисперсных газовых эмульсий (ГДГЭ) и водонефтяных (прямых и обратных) эмульсий (ВНЭ). Неравновесные грубодисперсные системы резко, не аддитивно, различаются по вязкостным характеристикам от исходных компонентов и оказывают серьёзное влияние на добычу газа и жидкости. [8]

Образование в подъемнике двухфазной трехкомпонентной (нефть, вода, газ) системы приводит к формированию асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках НКТ и промысловых трубопроводов, что уменьшает их проходное сечение и повышает потери на трение пластовой энергии. Несмотря на многолетние исследования условий образования, и способов борьбы с АСПО данная проблема до сих пор не имеет оптимального решения и остается актуальной. [8]

Движение ГЖС в НКТ характеризуется различными режимами - пузырьковым (эмульсионным), пробковым (снарядным) и кольцевым (стержневым). Наиболее эффективным с позиции уменьшения плотности ГЖС, потерь на трение, снижения пульсации и вибрации является пузырьковый режим. Имеется множество публикаций, посвященных способам создания и сохранения пузырькового режима в подъемнике: механические устройства, введение в поток ГЖС твердых легких микрогранул, физико-химическое воздействие на ГЖС водорастворимыми композициями (ВРК) поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее технологичным является применение композиций ПАВ. Однако, ВРК имеют существенные недостатки: хотя они сравнительно дешевые, но недостаточно

эффективны при низких концентрациях, а при высоких концентрациях, несмотря на технологическую эффективность, ввиду своей биологической жесткости при утилизации наносят вред окружающей среде и становятся экологически опасными. [8]

Экологически безвредными являются нефтерастворимые ПАВ, так как они остаются к нефтяной фазе. Однако вопросы количественного взаимодействия применяемых нефтерастворимых ПАВ до настоящего времени не исследованы. Поэтому исследование синергизма и антагонизма нефтерастворимых ПАВ, разработка методики составления синергетических композиций и технологии обеспечения пузырькового режима движения ГЖС в подъемнике и снижения интенсивности АСПО являются актуальными для интенсификации добычи обводненной нефти. [8]

Таблица 1 - Забойные давления фонтанных скважин (МПа)

Обводненность продукции, %	Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут							
	5	10	15	20	25	30	35	40
0	23,70	22,9	22	21,6	21,3	21,1	20,9	20,9
10	24,30	23,1	22,7	22,3	22,0	21,9	21,7	21,6
20	24,90	24,0	23,5	23,1	22,8	22,7	22,5	22,5
30	25,50	24,9	24,2	23,9	23,7	23,5	23,4	23,2
40	26,10	25,6	25,0	24,7	24,5	24,4	24,3	24,2
50	26,80	26,4	25,8	25,6	25,4	25,3	25,3	25,2
60	27,50	27,1	26,7	26,4	26,3	26,2	26,1	26,1
70	28,20	27,9	27,6	27,4	27,2	27,2	27,1	27,1
80	28,90	28,7	28,5	28,3	28,2	28,2	28,2	28,1

Таблица 2 - Дебиты скважин по жидкости на режиме фонтанирования (м³/сут)

Пластовое давление, МПа	Обвод- ненность, %	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа						
		0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5
28	0	1,8	4,1	7,0	10,3	13,8	17,4	21,1
	10	1,5	3,4	5,8	8,6	11,6	14,7	18,0
	20	1,2	2,7	4,6	6,8	9,3	11,9	14,7
	30	0,0	2,0	3,4	5,0	6,9	9,0	11,3
	40	0,0	1,3	2,2	3,2	4,5	5,9	7,6

	50	0,0	0,0	1,0	1,5	2,1	2,8	3,7
	60	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26	0	0,0	1,5	2,7	4,4	6,5	8,9	11,5
	10	0,0	0,0	1,4	2,3	3,7	5,5	7,5
	20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

В расчет закладывался средний угол наклона ствола скважины к вертикали, исходя из средней глубины скважины по вертикали и по стволу скважины. Буферное давление было принято равным 1.5 МПа, диаметр НКТ – 73 мм. Физико-химические свойства нефти, газа и воды по всем продуктивным пластам были осреднены, так как скважины планируется эксплуатировать общим фильтром. Все давления приведены к кровле пласта ЮС₁². Минимальные забойные давления фонтанирования (табл.2) характеризуют работу только фонтанного подъемника. Фонтанирование безводных скважин обеспечивается при забойных давлениях 20.9-23.7 МПа. Прекращение фонтанирования наступит при обводненности 0, 30 и 60 %, соответственно, для пластового давления – 24, 26 и 28 МПа. [8]

Эффективность системы «подъемник - компримированный газ» характеризуется коэффициентом полезного действия (КПД). КПД определяется как отношение величины полезной работы (мощности) по подъему продукции скважины к величине общей затраченной газом работы (мощности). Согласно публикациям ряда авторов результаты определения КПД газлифтных скважин по различным методикам значительно отличаются. Анализ показывает, что такая разница имеет место вследствие неучета в методиках работы, затраченной на подъем газовой фазы ГЖС. Кроме того, в большинстве из них процесс принимается изотермическим, что приводит к завышению расчетного КПД реальных скважин, работающих в неизотермических условиях. В данном случае работа расширения газа в подъемнике рассмотрена как политропный процесс и как работа расширения реального газа с коэффициентом сверхсжимаемости, зависящим от

приведенного давления и температуры. Коэффициент политропы определяется решением обратной задачи по результатам термогидродинамических исследований скважин. [8]

Перечисленные проблемы особенно актуальны в условиях эксплуатации скважин обводняющихся месторождений с тяжелыми и высокопарафинистыми нефтями и скважин подземных хранилищ газа (ПХГ), создаваемых в истощенных и обводненных нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях. [8]

Из вышесказанного следует сделать вывод, что необходимо разработать технологию повышения эффективности эксплуатации обводняющихся скважин путем физико-химического воздействия на поток ГЖС, разработка методики составления рецептуры синергетических композиций ПАВ и уточнение методики расчета КПД системы «подъемник-компримированный газ» для реальных скважин.

Для разработки данной технологии необходимо выполнить ряд основных задач:

1. Анализ и обобщение существующих представлений о механизме образования и движения в НКТ грубодисперсных газовых эмульсий в водонефтяных смесях, содержащих ПАВ.
2. Установление физико-химического механизма взаимодействия фаз при образовании и движении многофазной ГЖС в подъемнике.
3. Определение КПД подъемника при добыче обводненной продукции скважин с учетом термодинамических факторов.
4. Разработка экспериментально-статистических моделей образования и движения грубодисперсных газовых эмульсий из водонефтяных смесей.
5. Установление экспериментально-статистической модели синергизма и антагонизма нефтерастворимых ПАВ при физико-химическом воздействии на поток ГЖС в подъемнике и разработка методики составления оптимальной рецептуры композиции ПАВ для повышения КПД подъемника.

В нефтяных скважинах, с фонтанным или газлифтным способом эксплуатации, считается установленным что «основными потерями являются гравитационные, потери на трение редко превышают 10 % от гравитационных потерь, а кинетические потери лишь в высокодебитных скважинах при больших газосодержаниях могут приближаться в среднем к 1 % от общих потерь». [8]

Из формулы плотности смеси, выраженной через средние объемные расходы жидкости и газа и относительную скорость газа, следует, что минимальное значение плотности ГЖС имеет место при относительной скорости ($v_c - v_{ж} = v_{отн}$) равной нулю. В данной работе мы покажем, что для повышения эффективности работы системы «подъемник-компримированный газ» в насосно-компрессорных трубах необходимо создать условия, которые будут препятствовать прорыву газа сквозь жидкую фазу. В нашем случае, данным препятствием (в роли «летающего плунжера») может стать сама движущаяся жидкая фаза, трансформированная в неравновесную вязкоупругую ГДГЭ с помощью физико-химических добавок. Физико-химические добавки в ГЖС, для решения поставленной задачи, должны являться специальными композициями, рецептуры которых должны быть оптимизированы в лабораторных условиях с учетом синергизма и антагонизма взаимодействия компонентов. [8]

Вопросы количественного взаимодействия применяемых химических реагентов до настоящего времени не исследованы. Поэтому технологии, использующие рецептуры, составленные без учета синергизма и антагонизма реагентов в композиции, оказываются недостаточно эффективными. В связи с этим изучен механизм взаимодействия фаз при различных структурах газожидкостного потока. Найдено, что отношение N сил гидромеханического взаимодействия между фазами в пузырьковом режиме и в пробковом режиме находится в пределах [8]:

$$\frac{R}{r} < n < \frac{3\pi R}{8r} \quad (18)$$

Где $d_{\text{нкт}} \geq 2R$, а R – радиус пробки,

r – средний радиус пузырька в пузырьковом режиме.

Это гидромеханическое силовое взаимодействие будет определять относительное движение газа, передачу подъемной силы Архимеда и количества движения газа жидкой фазе. Такой же механизм будет иметь место и при движении прямых и обратных ВНЭ. Из полученной формулы следует: чем меньше радиус пузырьков, тем больше сила взаимодействия газовой и жидкой фаз, тем полнее будут использованы подъемная сила Архимеда и энергия движения газа и обеспечена непрерывная эффективность «вязкоупругого плунжера». [8]

Из теории эмульсий следует, что условиями образования грубодисперсных структур, к которым относится пузырьковый режим течения ГЖС, являются низкое значение поверхностного натяжения на границе жидкость-газ $\sigma_{\text{жг}}$, механическое (гидромеханическое - турбулентное) перемешивание или дросселирование газа через специальные отверстия. За счет пониженного значения $\sigma_{\text{жг}}$ происходит образование мелких пузырьков газа, т.к. на образование новых поверхностей расходуется меньше энергии. Динамическая устойчивость образовавшихся пузырьков определяется способностью поверхностных пленок сопротивляться деформациям по Гиббсу. Известно также, что для динамической устойчивости газовых эмульсий необходимо, чтобы поверхностная концентрация ПАВ находилась в области сильного изменения $d\sigma/dc$, что имеет место для большинства ПАВ, при диапазоне концентраций $0 < C < 0,05$ % масс. [8]

Для продления пузырькового режима принято решение использовать композицию, подобранную в результате специальных экспериментов с учетом создания эффекта непрерывного «плунжерного лифта», и сопутствующих задач по борьбе с АСПО.

Подача добавок в поток ГЖС будет происходить через импульсные трубки, соединенные с инжекционным клапаном, или через рабочий клапан.

В последнем случае добавки могут быть инжесктированы в рабочий агент специальными насосами - дозаторами высокого давления и в виде аэрозоли вместе с рабочим агентом попадут в подъемник. [8]

При первичном вводе физико-химических добавок в поток ГЖС образуется подвижная граница, впереди которой отсутствует композиция ПАВ. При постоянной подаче композиции оптимальное значение концентрации синергетической композиции ПАВ, обеспечивающей пузырьковый режим, определяется в лабораторных условиях.

Проведя анализ использованных источников литературы, рассмотрим ряд формул предложенные исследователями, для определения КПД системы «подъемник-компримированный газ». Данные формулы представляют отношение мощности газового потока, затраченной на подъем жидкой фазы на дневную поверхность с учетом противодействия на устье, к общей мощности газового потока. [8]

Во всех типовых формулах не учитывается затраченная мощность на подъем газовой фазы. Общая мощность газового потока большинством авторов определяется по модели изотермического расширения, однако такие авторы как Крылов А.П. и Репин Н.Н. указывают на возможность расчета общей мощности по модели политропического расширения. [9]

Исходя из [9], [8] мы имеем возможность использования изотермической, адиабатической и политропической моделей расширения газа при расчете общей мощности газового потока. Коэффициент адиабаты для газа с плотностью 0,7 (СН₄) авторами источника предлагается принять равным 1,26, а коэффициент политропы равным 1,2. Способ определения коэффициента политропы для попутного газа, часто используемого для газлифта, в их работе также отсутствует. [8], [9]

Рассмотрим уточненную методику расчета КПД системы «подъемник - компримированный газ» по изотермической модели расширения, учитывая газ, который выделяется из нефти с использованием интегральной формы баланса энергии потока газа.

Полезная мощность по подъему продукции скважины с динамического уровня до устья и на создание устьевого давления определяется, как[9]:

$$N_{\text{полез.}} = L_{\text{полез.}} = q_{\text{ж}} (h_{\text{д}} \cdot g \cdot \rho_{\text{ж}} + p_2) + q_{\text{г}} \cdot (h_{\text{д}} \cdot g \cdot \rho_{\text{г}} + p_2) \quad (19)$$

$q_{\text{ж}}$ – объемный расход жидкой фазы продукции скважины на устье скважины, определяемый расходомером.

$h_{\text{д}} = H - p_1 / \rho_{\text{д.ж}} \cdot g$ – динамический уровень жидкости в скважине;

$\rho_{\text{д.ж}}$ - динамическая плотность жидкости на участке от рабочего клапана до динамического уровня по данным гидродинамических исследований;

p_1, p_2 – соответственно, значения давления в точке ввода газа и на устье;

$q_{\text{г}}$ – объемный расход газа при устьевом давлении.

Параметр $q_{\text{г}}$ включает собственный газ и газлифтный (или хранимый) газ, $q_2^{\text{собств}} + q_2^{\text{г/л}}$ или только собственный (попутный) газ, выделившийся из нефти в случае фонтанной эксплуатации, которые вычисляются из формул расхода свободного газа в устьевых условиях (20) и расхода хранимого (газлифтного) газа в устьевых условиях, принимая тот факт, что газ подчиняется закону Клапейрона-Менделеева[9]:

$$q_2^{\text{собств}} = q_{\text{ж}} (1 - n) \rho_n \Gamma_0 \frac{T_2 p_0}{T_0 p_2} \quad (20)$$

$$q_2^{\text{г/л}} = q_0^{\text{г/л}} \frac{T_2 p_0}{T_0 p_2} \quad (21)$$

Где p_0 – атмосферное давление;

T_0 – нормальная температура;

T_2 – температура на устье по шкале Кельвина.

В зависимости от величины газового фактора нефти влияние параметра $q_{\text{г}}$ на КПД системы «подъемник - компримированный газ» может быть значительным. Располагаемая мощность ($N_{\text{расп}}$) газового потока, необходимая на подъем всей продукции скважины, преодоление сил сопротивления движению ГЖС и создание устьевого давления жидкости и газа p_2 , которое необходимо для работы сепаратора по разделению жидкости и газа, для очистки и возврата газа на первую ступень газлифтных компрессоров, в диссертации определяется двумя способами[9]:

а) по политропической модели по формуле:

$$N_{\text{расп}} = Q p_2 \frac{n}{n-1} \left[\left(\frac{p_1}{p_2} \right)^{\frac{n-1}{n}} - 1 \right] \quad (22)$$

б) с учетом сверхсжимаемости реального газа по формуле:

$$N_{\text{расп}} = Q_{\text{г.о}} \cdot \rho_{\text{г.о}} \cdot R_{\text{г}} \int_{p_2}^{p_1} Z \cdot T \cdot \frac{dp}{p} = R_{\text{г}} (T_2 - M \cdot p_2) \left[\int_{0,2}^{p_{\text{пр}1}} Z \frac{dp_{\text{пр}}}{p_{\text{пр}}} - \int_{0,2}^{p_{\text{пр}2}} Z \frac{dp_{\text{пр}}}{p_{\text{пр}}} \right] + R_{\text{г}} \cdot M \left[(p_{\text{пр}1} - p_{\text{пр}2}) - 0,5(A p_{\text{пр}1}^2 + B p_{\text{пр}2}^2) - 0,02(A + B) \right] \quad (23)$$

Здесь: $Q_{\text{г.о}}, \rho_{\text{г.о}}$ – объемный расход и плотность газа в нормальных условиях;

$$Q = q_2^{\text{г/л}} + q_2^{\text{собств}}, \text{ где } q_2^{\text{собств}} = q_{\text{ж}} (1 - n) \rho_{\text{н}} \Gamma_{\text{о.эф}}.$$

$$\Gamma_{\text{о.эф}} = \frac{\Gamma_0}{2(p_{\text{нас}} - p_0)} \cdot K, \text{ где } K = (p_{\text{нас}} - p_2) \text{ при } p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}};$$

$$K = [2p_{\text{нас}} - (p_{\text{заб}} + p_2)], \text{ при } p_{\text{заб}} < p_{\text{нас}}.$$

Где $p_{\text{пр}}$ – приведенное, давление;

$p_{\text{нас}}, p_{\text{заб}}$ – соответственно, давление насыщения нефти газом, давление на забое скважины;

Γ_0 – газовый фактор нефти, м³/т;

$\Gamma_{\text{о.эф}}$ – усредненный эффективный газовый фактор,

n – показатель политропы, определяемый по результатам термогидродинамических исследований скважины;

M – размерный коэффициент, определяемый по результатам термогидродинамических исследований по методике проф. И.Т. Мищенко;

A и B – аппроксимационные коэффициенты, определяемые по таблицам Брауна Катца;

$R_{\text{г}}$ – удельная газовая постоянная.

Из выражения (22) при $n = 1$ следует используемая в отечественной практике формула для расчета располагаемой работы при изотермическом режиме:

$$N_{\text{расп}} = q_{\text{г}} \cdot p_1 \ln \left(\frac{p_1}{p_2} \right) \quad (24)$$

По результатам исследований реальных скважин показано, что использование модели изотермического процесса может привести к существенному завышению значения КПД. [9]

На рисунке 5 приведены сравнения расчетных затрат энергии на подъем ГЖС газовым потоком при политропическом и изотермическом расширении газа в НКТ. Расчеты выполнены по формулам (22) и (23) в реальном диапазоне изменения коэффициента политропы. Как видно из приведенных графиков, в зависимости от значения показателя политропы, соотношения значений давления в точке ввода газа и на устье, ошибка в определении КПД может составить существенную величину, поэтому показатель политропы необходимо определять по результатам термогидродинамических исследований конкретных скважин.

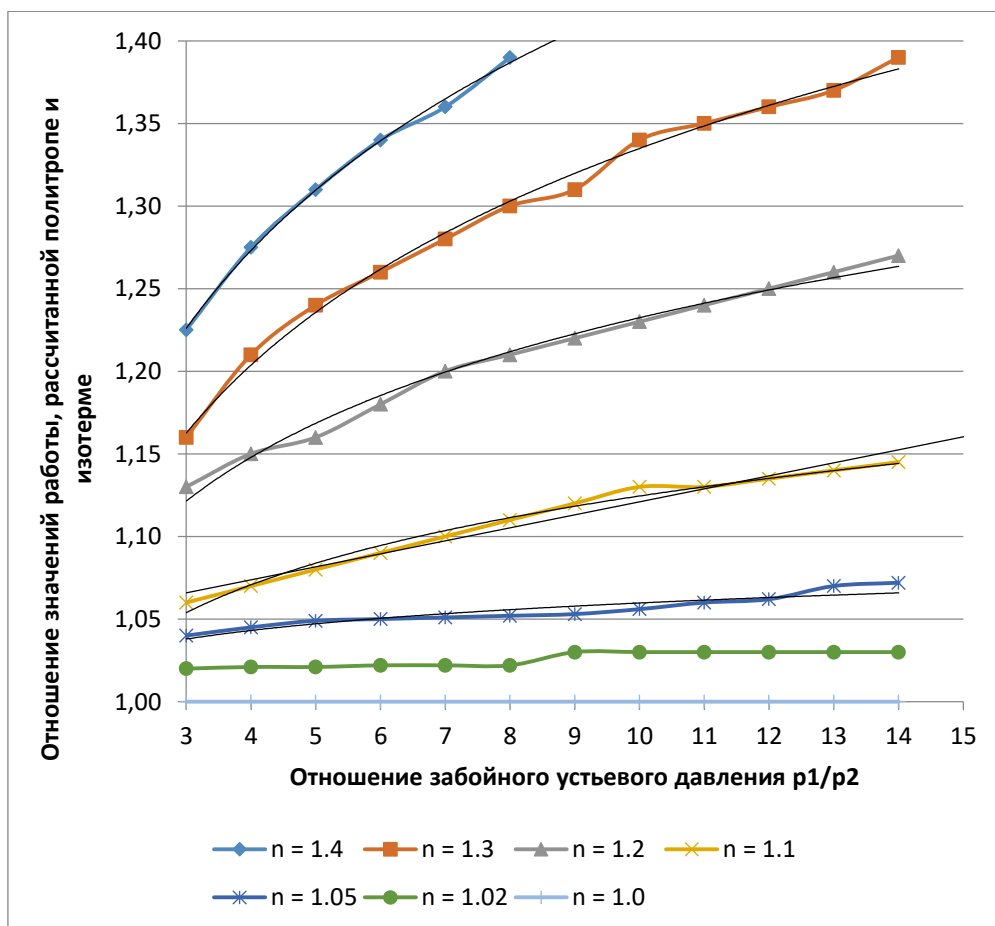


Рисунок 6 - График сравнения затрат на подъем ГЖС газовым потоком при политропическом и изотермическом расширении газа в НКТ
Коэффициент политропы определялись по формуле:

$$n = \frac{\ln \frac{p_1}{p_2}}{\ln \frac{p_1}{p_2} - \ln \frac{T_1}{T_2}} \quad (25)$$

Такая форма записи политропического процесса расширения газа позволяет воспользоваться результатами термогидродинамических исследований фонтанных и газлифтных скважин, а также скважин ПХГ. Величины $T_{ир}$ определяются на практике с достаточной точностью. Использование результатов промысловых исследований скважин для определения коэффициента политропы позволяет наиболее полно учесть свойства реального газа в его идеальной модели. Результаты расчетов приводятся в таблице 3. [9]

Таблица 3 – Показатели политропы термогидродинамических процессов, происходящих при движении попутных газов различных месторождений

Месторождение	Значение n	Месторождение	Значение n
Самотлорское	1,05	Тагринское	1,08
Федоровское	1,04	Быстринское	1,06
Тепловское	1,06	Туймазинское	1,03
Варьеганское	1,07	Каспморнефть	1,07
Северо-Варьеганское	1,08	ВСП, скв. 211 (при различных режимах)	1,054-1,138
Аганское	1,07	ВСП, скв. 715 (при различных режимах)	1,109-1,138
Тюменское	1,09	ВСП, скв. 907	1,21
Лян-Торское	1,06	ВСП, скв. 653	1,112

Расчет КПД систему «подъемник-компримированный газ» происходит по формуле (26), учитывающей особенности добычи реальной ГЖС:

$$\eta = \frac{N_{\text{полезн}}}{N_{\text{расп}}} \quad (26)$$

В выражении (26) числитель определяется по формуле (19), а знаменатель по формулам (22),(23).

По полученным формулам для двух скважин, по которым имеется достоверная промысловая информация, выполнены расчеты по определению КПД системы «подъемник - компримированный газ». При определении полезной работы последовательно рассматривались: подъем только жидкой фазы (для сравнения с результатами предыдущих исследователей), подъем жидкой фазы с выделившимся из нефти газом и учет массы всей продукции скважины. Результаты расчетов приведены в таблице 4. [9]

Таблица 4 – Сравнение КПД системы «подъемник - компримированный газ», рассчитанных по различным методикам

Номер скважины	Значение удельного расхода газа, м ³ /м ³	В расчете располагаемой работы использованы	В расчете КПД использована		
			Только жидкая фаза	Жидкая фаза и выделившийся из нефти газ	вся продукция скважины
211	644	реальный газ, Z(p,T)	12,90%	15,50%	83,40%
211	644	политропа, n=1,112	11,90%	14,40%	77,10%
715	264	реальный газ, Z(p,T)	25,40%	39,80%	77,70%
715	264	политропа, n=1,112	23,00%	37,00%	72,00%

Анализируя таблицу 4, можно сделать вывод, что при учете в полезной работе только жидкой фазы КПД, рассчитанные по различным методикам, зависят от удельного расхода и отличаются друг от друга на 50%, тогда как при учете подъема всей продукции скважины обе методики дают результаты, отличающиеся в среднем менее, чем на 7 %. [9]

1.3 Факторы, влияющие на производительность нефтяных скважин

При проектировании и разработке месторождений основной характеристикой скважин является их продуктивность. При вычислении продуктивности скважины необходимо учитывать множество факторов: депрессию, свойства

флюида, свойства пласта, конструкцию скважины, ее расположение в пласте относительно кровли и подошвы, конструкцию забоя, наличие перфорационных отверстий, плотность перфорации, параметры перфорационных каналов.

Оптимальным режимом работы фонтанной скважины является такой режим, при котором достигается длительное и бесперебойное фонтанирование ее при наиболее рациональном расходовании пластовой энергии. Правильная эксплуатация фонтанной скважины заключается в обеспечении оптимального дебита при возможно меньшем газовом факторе, при минимальном поступлении песка из пласта в скважину и недопущении преждевременного прорыва в скважину контурных или подошвенных вод.

К числу таких факторов относятся:

- отложения в подъемном оборудовании или выкидных линиях, а также в ПЗС АСПО;
- коррозионная агрессивность пластовой жидкости
- образование песчаных пробок, как на забое скважины, так и в подъемнике скважины
- солеотложения;
- пульсация в работе фонтанной скважины
- нерегулируемое фонтанирование при повреждении устьевого арматуры или за счет образования грифонов

Опираясь на представленную выше классификацию, можно выделить два вида факторов, негативно влияющих на эффективность эксплуатации скважин на месторождениях Западной Сибири: геологические и факторы, обусловленные конструкцией скважины. Очевидно, что снижая степень влияния данных факторов, можно повысить эффективность эксплуатации скважин. [10]

Рассмотрим данные факторы и мероприятия, направленные на снижение их негативного воздействия и, как следствие, повышение

эффективности эксплуатации скважин на примерах месторождений Западной Сибири.

Как уже было сказано выше, основными геологическими факторами оказывающие негативное влияние на производительность скважины на месторождениях Западной Сибири, являются АСПО. [10]

АСПО формируют отложения на стенках НКТ и промысловых трубопроводов, что уменьшает их проходное сечение. Говоря про асфальто-смоло-парафиновые отложения необходимо знать их состав, в который входят такие группы высокомолекулярных соединений как: парафины, смолы, меркаптаны, асфальтены и т.д.

Как было указано ранее при снижении давления свободный газ, выделяющийся из нефти, понижает ее растворяющую способность и образует границы раздела, которые провоцируют образование твердой фазы в виде микрочастиц парафина и церезина, а также микроагрегатов асфальтенов и смол. Характерные профили отложений парафина внутри подъемника приведены на рисунке 6. [10]

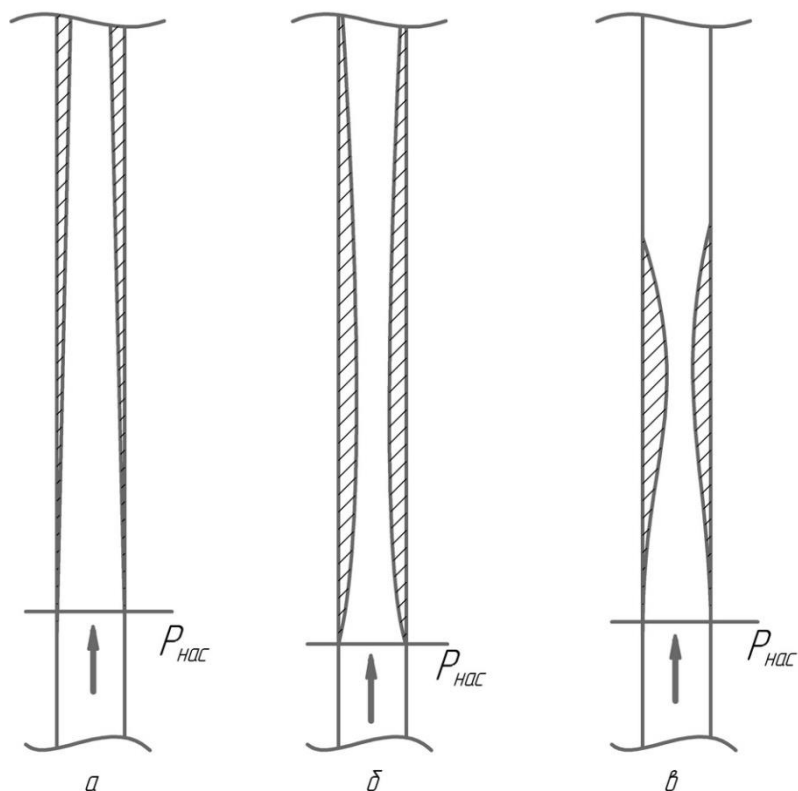


Рисунок 7 – Профили отложения парафина внутри подъемника:
 а – с постоянным увеличением отложений к устью скважины; б – с
 частичным срывом отложений потоком смеси к устью скважины; в – с
 полным срывом отложений к устью скважины.

Отнесение скважин к категориям осложнения АСПО, производится при наличии (обнаружении) на скважине одного из ниже перечисленных условий.

Категория скважин А-1 (отсутствие осложнения):

- скважины, в которых не наблюдаются отложения АСПО на погружном оборудовании (по данным подъёма, по результатам дефектации);
- скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по данной причине.

Категория скважин А-2 (наличие осложнения):

- скважины, в которых наблюдаются отложения АСПО на погружном оборудовании (по данным подъёма, по результатам дефектации);

– скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по данной причине; – скважины, нормальная работа которых обеспечивается проведением от 1 до 20 мероприятий по удалению АСПО в месяц;

– скважины, снижение производительности которых по причине «отложение АСПО» фиксируется в интервале от 36 часов до 30 суток.

Нами были рассмотрены способы борьбы с данным нежелательным явлением, которые представлены ниже.

Методы, применяемые для борьбы с АСПО:

– химические – применение растворителей и дозирование в нефть или нефтяную эмульсию химических соединений, обладающих свойствами уменьшать, а иногда полностью предотвращать образование отложений;

– тепловые – основаны на способности парафина плавиться, при воздействии определённой температуры. В тепловых методах используют стандартное промышленное оборудование - АДПМ, ППУ, тепловыделяющие приборы или химические реакции, протекающие с выделением тепловой энергии;

– электрические – в качестве тепловыделяющих электрических устройств применяются электронагреватели (спускаются в колонну НКТ на кабеле-канате) и кабели-нагреватели (прикрепляются к внешней поверхности НКТ или размещаются на постоянной основе во внутреннем пространстве НКТ);

– физические – основываются на применении магнитных, электромагнитных полей, механических ультразвуковых колебаний. Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб;

– механические – предполагают удаление уже образовавшегося парафина скребками различной конструкции (фрезы, гидромеханические, комбинированные, скреперы);

– гладкие покрытия – снижают шероховатость НКТ, вследствие чего уменьшаются отложения парафина (лакокрасочные композиции, бакелит, эмаль, эпоксидные смолы, стекло и др.).

Широкое распространение получили механические и тепловые методы, менее распространены химические методы, ещё более редки физические методы. Выбор типа защиты и порядок проведения мероприятия по удалению АСПО на погружном оборудовании осуществляется на основании действующих регламентов.

Скважины категории 2 обеспечиваются периодическим проведением методов депарафинизации без смены компоновки внутрискважинного оборудования.

Скважины категории 3 должны быть обеспечены постоянно действующими депарафинизирующими устройствами, например – греющим кабелем. При расчёте экономической целесообразности применения постояннодействующих устройств, следует принимать во внимание отсутствие необходимости в дополнительных работах по очистке и увеличению пропускной способности нефтесборного коллектора скважины. При выборе технологии защиты греющего кабеля следует учитывать содержание асфальтенов в отложениях АСПО. При высоком содержании асфальтенов греющий кабель не применим.

Образование песчаных пробок, как правило, проблема, связанная с фильтрацией рыхлых слабосцементированных коллекторов, либо с недопустимым снижением забойного давления и разрушением даже хорошо сцементированных терригенных коллекторов. В обоих случаях в процессе эксплуатации на забое скважины может образовываться песчаная пробка. С

гидродинамической точки зрения ее образование связано с недостаточной скоростью восходящего потока продукции в интервале «забой—башмак фонтанного лифта». [10]

Категория скважины по отложению солей определяется в соответствии с нижеперечисленными критериями.

Категория скважин С-1 (отсутствие солевых отложений):

– скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений;

– скважины, в которых не наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъёма, по результатам дефектации).

Категория скважин С-2 (наличие солевых отложений):

– скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений;

– скважины, в которых наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъёма, по результатам дефектации) и исследованию проб постовой жидкости;

– скважины, в которых доля солевых отложений в общем составе твёрдых отложений на насосе по результатам разбора превышает 20%;

– скважины, моделирование работы которых на программе прогноза солевых отложений (протестированной и испытанной на аналогичных скважинах с доказанным отложением солей) показывает возможность солевых отложений и снижение МРП ниже среднего по предприятию.

Категория скважин С-3 (высокая интенсивность солевых отложений):

– скважины, в которых период между ремонтами по причине «солевые отложения» не превышает 100 суток;

– скважины, моделирование работы которых на программе прогноза солевых отложений (протестированной и испытанной на аналогичных скважинах с доказанным отложением солей) показывает

высокую интенсивность отложений и снижение МРП по причине «отложения солей») ниже 100 суток.

Методы борьбы с солевыми отложениями реализуются в основном без извлечения скважинного оборудования. Замены оборудования на другую группу не требуется. Однако отложения могут быстро привести скважину к остановке, необходимо быстрое начало мероприятий по защите.

На скважинах категории С-2 или С-3 в срок не более 7 суток должны быть проведены экстренные мероприятия по защите от солеотложений (периодическая закачка пачки ингибитора в затрубное пространство агрегатом). На таких скважинах заранее должны быть предприняты меры по обеспечению скважины постоянным дозирующим устройством для подачи ингибитора.

Для скважин категории С-3 с высокой интенсивностью отложений, рекомендуется применять оборудование в коррозионностойком исполнении из-за возможных частых проведенных мероприятий по удалению солевых отложений кислотными составами для предупреждения возможного повреждения оборудования кислотой. В любом случае, проведение работ по удалению отложений должно согласовываться с требованиями паспортов на эксплуатацию оборудования.

Рассмотрим влияние механических примесей по степени влияния по категориям 1, 2, 3, производится в соответствии со следующей классификацией.

Категория скважин М-1 (низкое влияние механических примесей):

- скважины, в которых не отмечаются отказы по причинам износа или засорения внутрискважинного оборудования (по данным дефектации);
- в составе добываемой жидкости не содержатся абразивные частицы (микротвёрдость частиц - до 5 баллов по шкале Мооса);
- массовая концентрация взвешенных частиц - до 0,2 г/л.

Категория скважин М-2 (высокое влияние механических примесей):

- скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения внутрискважинного оборудования (данные дефектации);
- в составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (до 7 баллов по шкале Мооса);
- массовая концентрация твёрдых частиц - до 0,5 г/л.

Категория скважин М-3 (очень высокое влияние механических примесей):

- скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения внутрискважинного оборудования (данные дефектации). Оборудование в не износостойком исполнении в данной скважине имеет 3 и более отказа за скользящий год (ЧРФ);
- в составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (более 5 баллов по шкале Мооса);
- массовая концентрация твёрдых частиц - более 0,5 г/л.

Причины, способные нарушить устойчивость ПЗП и в дальнейшем ее разрушение с выносом механических примесей в скважину, можно разделить на две группы. Первую группу составляют факторы, вызванные особенностями геологического строения пластов и физико-химическими свойствами горных пород (пластовое и горное давления, сцементированность, гранулометрический состав, пористость, проницаемость, вид добываемого пластового флюида и соотношение нефти, газа и воды).

Вторую группу составляют механические и технологические факторы, обусловленные техникой и технологией бурения и эксплуатации скважин (конструкция забоя, способ вскрытия пласта, технологические жидкости, дебит, депрессия, скорость фильтрации, допускаемое содержание песка в добываемой продукции и др.).

После производства ГРП на добывающих скважинах, одним из наиболее значимых факторов, осложняющим процесс эксплуатации, является вынос из

ПЗП незакреплённого проппанта, что приводит к стремительному износу и засорению внутрискважинного оборудования и его отказу.

Существует естественный вынос КВЧ, который может происходить из-за разрушения скелета породы пласта, который также приводит к отказу внутрискважинного оборудования.[11]

Песок, проходя с жидкостью через скважинное оборудование, истирает внутреннюю поверхность НКТ, фонтанной арматуры, запорной арматуры, штуцер. Оборудование быстро выходит из строя, что приводит к нарушению режима работы скважины.

Методы борьбы с вредным воздействием выноса механических примесей:

- регулирование поступления искусственных механических примесей, осуществляемое изменением режима работы скважины (уменьшение отбора жидкости);

- предотвращение поступления механических примесей из пласта в скважину, осуществляемое посредством установки специальных фильтров на забое, либо укрепления ПЗП;

- обеспечение высокой скорости потока жидкости в НКТ для выноса песка на поверхность. Это обеспечивается подбором сочетаний подъёмных труб, либо подкачкой в затрубное пространство чистой жидкости (нефти, воды).

В случае классифицирования скважины как осложнённой механическими примесями категории М-2 или М-3, предпринимаются мероприятия по подготовке к очередному ремонту фильтров для спуска в скважину и оборудования в износостойком исполнении.[11]

Учитывая большое количество факторов, влияющих на скорость коррозии, разделение скважин на категории производится исходя из интенсивности коррозионного разрушения подземного оборудования.

Определение категории скважины производится в соответствии с ниже перечисленными условиями.[11]

Категория скважин К-1 (слабоагрессивная коррозионная среда):

- скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования (по причине коррозии);
- не производится отбраковка подземного оборудования по причине коррозии после работы в скважине;
- по составу компонентов скважинной жидкости и газа среда оценивается как слабоагрессивная по коррозионному воздействию на погружное оборудование, согласно РД 39-0147103-362-86;
- фактическая скорость коррозии, измеренная на отказавшем и/или извлечённом оборудовании в обычном (не износостойком) исполнении, составляет менее 0.1 мм/год, согласно РД 39-0147103-362-86.

Категория скважин К-2 (среднеагрессивная коррозионная среда):

- скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине коррозии, но скважины не отнесены к ЧРФ;
- производится отбраковка подземного оборудования после работы в скважине по причине коррозии, при этом срок эксплуатации подземного оборудования до отбраковки – более 1 года;
- по составу компонентов скважинной жидкости и газа среда оценивается как средне агрессивная по коррозионному воздействию на погружное оборудование, согласно РД 39-0147103-362-86;
- фактическая скорость коррозии, измеренная на отказавшем и/или извлечённом оборудовании в обычном (не износостойком) исполнении, составляет от 0.1 до 0,5 мм/год, согласно РД 39-0147103-362-86;

Категория скважин К-3 (сильноагрессивная коррозионная среда):

- скважины находятся в ЧРФ из-за коррозионного разрушения подземного оборудования, по результатам расследований отказов

(количество отказов по причине коррозии - 3 и более отказа за скользящий год);

- срок эксплуатации подземного оборудования в скважине до отбраковки по причине коррозии - менее 1 года;

- по составу компонентов скважинной жидкости и газа среда оценивается как сильноагрессивная по коррозионному воздействию на погружное оборудование, согласно РД 39-0147103-362-86;

- фактическая скорость коррозии, измеренная на отказавшем и/или извлечённом оборудовании в обычном (не износостойком) исполнении, составляет более 0,5 мм/год, согласно РД 39-0147103-362-86.

Для предотвращения и защиты погружного оборудования от коррозионноактивной среды необходимо:

- применение НКТ и элементов подвески в коррозионностойком исполнении;

- применение защитных покрытий не проницаемых для коррозионной среды (полимерных, эмалевых);

- применение погружных протекторов коррозии;

- защита погружного оборудования скважин ингибиторами коррозии.

Подачу ингибиторов коррозии в добывающие скважины осуществляют следующими способами.[11]:

- периодическое нагнетание раствора ингибитора в ПЗП;

- периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство;

- постоянная подача ингибитора с помощью дозирочного устройства и специальных погружных трубопроводов.

В результате проведённой классификации, каждая скважина получает определённый шифр-категорию по условиям эксплуатации в ней погружного оборудования. Шифркатегория состоит из шести групп комбинаций цифр и имеет вид, например: К-3, М-2, С-1, А-1, что обозначает скважина с

сильноагрессивной коррозионной средой, высоким влиянием механических примесей, отсутствием солевых отложений, отсутствием АСПО. [11]

Комплекс мероприятий, их выборе и порядок проведения представлены:

- при солеотложениях в СК-01.06.05.01 Организация работ по удалению и предотвращению солеотложений;
- при АСПО и гидратах в СК-01.02.07.04 Планирование, организация и контроль за реализацией работ по удалению и предотвращению АСПО;
- при коррозии в СК-01.06.05.03 Планирование, организация и контроль за реализацией работ по предотвращению коррозии в скважине и скважинном оборудовании.

Для предотвращения пульсирующего режима потока продукции фонтанных скважин применяются на нижнем конце колонны насосно-компрессорных труб специальные рабочие отверстия или клапаны. [11]

Пульсация вызывает прекращение фонтанирования в результате кратковременного увеличения плотности столба жидкости в НКТ, его дегазации и увеличения давления на забое. Большой объем межтрубного пространства способствует накоплению в нем большого объема газа, который при условии $R_{\text{башмака}} < R_{\text{насыщения}}$ периодически прорывается через башмак НКТ до полной продувки фонтанных труб. Давление на забое понижается. После этого скважина длительное время работает на накопление жидкости. [11]

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Освоение и пуск в работу фонтанных скважин осуществляется снижением давления на пласт и созданием условий фонтанирования. Для этого используют следующие методы:

- последовательной замены глинистого раствора или раствора глушения в скважине жидкостью и газожидкостной смесью меньшей плотности;
- использования азота или инертного газа (вытеснением жидкости из скважины газом);
- свабирование;
- использование гидрожелонки.

Оптимизация работы скважины осуществляется на основе месячных геолого-технических мероприятий или возникшей необходимости вследствие изменившегося режима работы с привлечением необходимых подразделений.

[11]

В процессе вывода на режим требуется осуществлять постоянный контроль следующих параметров:

- дебит жидкости;
- буферное, линейной и затрубное давление ($P_{\text{буф}}$, $P_{\text{зат}}$, $P_{\text{лин}}$);
- обводненность;
- газовый фактор $\Gamma_{\text{ф}}$.

Все перечисленные параметры необходимо заносить в карту вывода скважины. Вывод скважин на режим без контроля, а также отсутствие или не заполнение карты вывода на режим, является нарушением технологии вывода на режим. После визуального определения отсутствия в продукции скважины жидкости глушения необходимо производить ежедневный отбор пробы на КВЧ до его стабилизации. [11]

Основной особенностью вывода на режим скважины с фонтанным способом эксплуатации является отсутствие ограничений/требований к притоку, достаточному для охлаждения оборудования как в случае механизированной эксплуатации. Скважина считается вышедшей на режим, если дебит, забойное и устьевое давления стабильны, а объем жидкости отобранной из скважины равен двум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2-х объемов использованной при ремонте жидкости глушения. [11]

Для установления обоснованного режима эксплуатации фонтанной скважины важно знать результаты её работы на различных режимах. Режимы работы фонтанной скважины регулируют изменением противодавления на устье скважины. При этом необходимо выдержать скважину на новом режиме некоторое время, прежде чем проводить какоелибо измерение. Это время необходимо, чтобы пласт и скважина перешли на установившийся режим после возмущения, вносимого в их работу сменой штуцера и изменением в связи с этим ее дебита и забойного давления. Продолжительность перехода скважины на установившийся режим различна и зависит от гидропроводности и пьезопроводности пласта, а также от относительного изменения дебита. Признаками установившегося режима скважин являются постоянство ее дебита и показаний манометров, присоединенных к буферу скважины и к межтрубному пространству. [11]

Оптимальным режимом работы фонтанной скважины является такой режим, при котором достигается длительное и бесперебойное фонтанирование ее при наиболее рациональном расходовании пластовой энергии. Правильная эксплуатация фонтанной скважины заключается в обеспечении оптимального дебита при возможно меньшем газовом факторе, при минимальном поступлении песка из пласта в скважину и недопущении преждевременного прорыва в скважину контурных или подошвенных вод.

После того как режим работы данной скважины установлен и обоснован, за его дальнейшим поддержанием тщательно наблюдают. Особенно тщательное наблюдение устанавливается за высокодебитными

фонтанными скважинами. При периодических осмотрах арматуры фиксируются нарушения герметичности в соединениях, опасные вибрации элементов оборудования, показания манометров. О нарушении нормальной работы скважин судят по аномальным изменениям буферного и затрубного давления, изменению дебита флюида и обводненности, количеству песка. [11]

Как было рассмотрено выше, падение буферного давления при одновременном повышении межтрубного может указать на опасные пределы отложения парафина или минеральных солей на внутренних стенках НКТ. Одновременное снижение буферного и межтрубного давления свидетельствует об образовании на забое скважины песчаной пробки или накоплении тяжелой минерализованной пластовой воды в промежутке между забоем и башмаком НКТ. Малая скорость поднятия жидкости указывает на разъедание штуцера и необходимость его замены. [11]

Падение давления на буфере при одновременном увеличении дебита указывает на разъедание штуцера и необходимость его замены. Засорение штуцера или отложение парафина в манифольде и в выкидном шлейфе при одновременном уменьшении дебита приводит к росту буферного и межтрубного давления. [11]

2.1 Обоснование режима фонтанной эксплуатации скважин при определенных геологических условиях

Обоснование технологического режима работы скважины подразумевает совокупность основных параметров ее работы, которая обеспечивает получение в планируемом периоде отборов нефти, соблюдение условий надежности и безопасности эксплуатации скважин, предусмотренных проектным документом и нормами отборов. Технологический режим работы скважин обеспечивает регулирование процесса разработки и характеризуется [12]

Как уже было упомянуто выше фонтанирование скважин возможно при определенном технологическом режиме, который характеризуется следующими величинами: $Q_{ж}$, P_y , P_3 , $P_{затр}$.

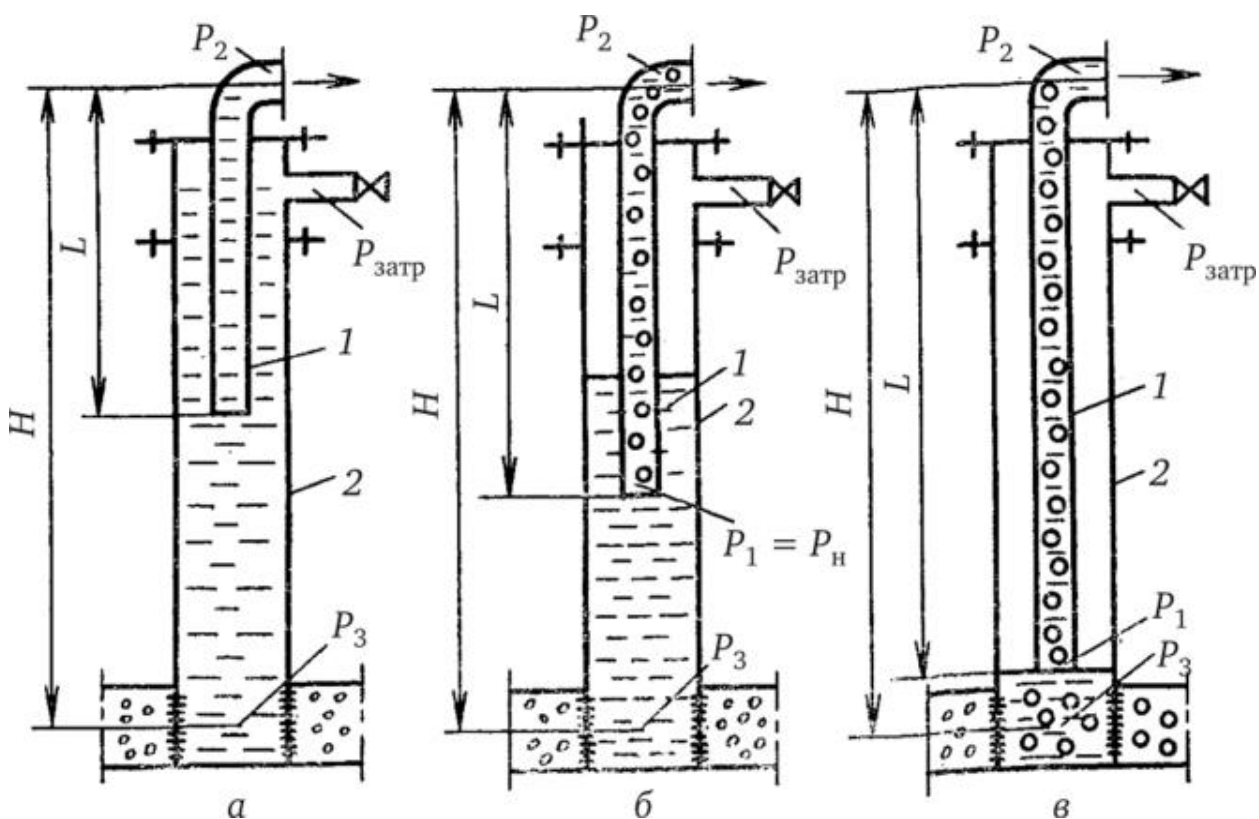


Рисунок 8 – Типы фонтанных скважин: а – артезианское фонтанирование, б – газлифтное с началом выделения газа в скважине, в – газлифтное с началом выделения газа в пласте, 1 – подъемные трубы, 2 – эксплуатационная колонна.

В зависимости от соотношения P_3 , и P_y , с давлением насыщения нефти P_n , можно выделить три вида фонтанирования и соответствующие им три типа фонтанных скважин рисунок 7:

1. Артезианское фонтанирование.

Артезианское фонтанирование встречается при добыче очень редко, оно возможно в случаях, когда полностью отсутствует газ $P_3 \gg P_n$, и при наличии растворенного газа в нефти, который не выделяется, так как $P_y > P_{нас}$ и $P_3 > P_n + P_y$ (рисунок 8, а). [12]

Поскольку присутствие пузырьков газа в жидкости уменьшает плотность, то давление на забое скважины, необходимое для фонтанирования

газированной жидкости существенно меньше, чем при артезианском фонтанировании. [12], [13]

Теоретическое описание процесса артезианского фонтанирования практически не отличается от расчета движения однородной жидкости по трубе. Давление на забое скважины $P_{заб}$ при фонтанировании определяется уравнением (27), в котором гидростатическое давление столба жидкости благодаря постоянству плотности жидкости определяются простым соотношением:

$$P_{заб} = P_{г} + P_{тр} + P_{у} \quad (27)$$

$$P_{г} = \rho \cdot g \cdot H \quad (28)$$

Где ρ – средняя плотность жидкости в скважине, H –расстояние по вертикали между забоем и устьем скважины. [13]

2. Газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в стволе скважины.

Газлифтное фонтанирование начинается с началом выделения газа в стволе скважины: $P_з > P_н$, $P_{уст} < P_н$ (рисунок 8, б). В пласте движется негазированная жидкость, а в скважине – газожидкостная смесь. При давлении у башмака НКТ $P_1 > P_2$ в затрубном пространстве на устье находится газ $P_{зат}$ обычно небольшое. По мере приближения к устью давление снижается, увеличивается количество свободного газа, происходит его расширение, растет газосодержание потока, то есть фонтанирование осуществляется по принципу работы газожидкостного подъемника. При давлении у башмака НКТ $P_1 > P_{нас}$ в затрубном пространстве на устье находится газ и затрубное давление $P_{затр}$ обычно небольшое от 0,1 до 0,5 МПа. Данный вид фонтанирования присущ большинству фонтанных скважин. [12], [13]

3. Газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте.

Газлифтное фонтанирование с началом выделения газа в пласте происходит при условиях $P_з < P_н$, $P_{уст} < P_н$ (рисунок 7, в) в пласте движется газированная на забой и к башмаку НКТ поступает газожидкостная смесь.

После начала притока основная масса газа увлекается потоком жидкости и поступает в НКТ. Часть газа отделяется и поступает в затрубное пространство, где газ поднимается в относительно неподвижной жидкости. В затрубном пространстве накапливается газ, уровень жидкости снижается и достигает башмака НКТ, т.е. наступает стабилизация. [12], [13]

2.2 Описание технических устройств при фонтанной эксплуатации скважин

Технические устройства фонтанной скважины должны обеспечивать герметизацию и разобщение межтрубного пространства, спуск НКТ, направление продукции скважины в замерные установки и полное закрытие скважины. Это оборудование состоит из колонной головки и фонтанной арматуры, штуцеров и манифольда.

Колонная головка в период эксплуатации скважины остается на устье и, как правило, не ремонтируется. Поэтому к ее конструкции и качеству изготовления предъявляются высокие требования ГОСТ 30196-94. Выпускаются колонные головки на 14,0; 21,0; 35,0; 50,0 и 70,0 МПа рабочего давления. В некоторых случаях (на газовых скважинах) применяются колонные головки, рассчитанные на давление до 150 МПа. [14]

Обсадная колонна 10 вворачивается в специальную муфту 7. Герметичность соединения корпуса головки 1 и муфты 7 достигается муфтой 2 и двумя кольцами 3 из специальной нефтестойкой резины. Плотность посадки достигается за счет прижатия муфты полукольцами 5 и фланцем 4, который болтами притягивается к фланцу корпуса. Муфта 7 заканчивается фланцем 6 для присоединения к нему фонтанной арматуры. Для опрессовки колонной головки и контроля давления в межтрубном пространстве предусмотрен боковой отвод с краном высокого давления 9 и манометром 8.

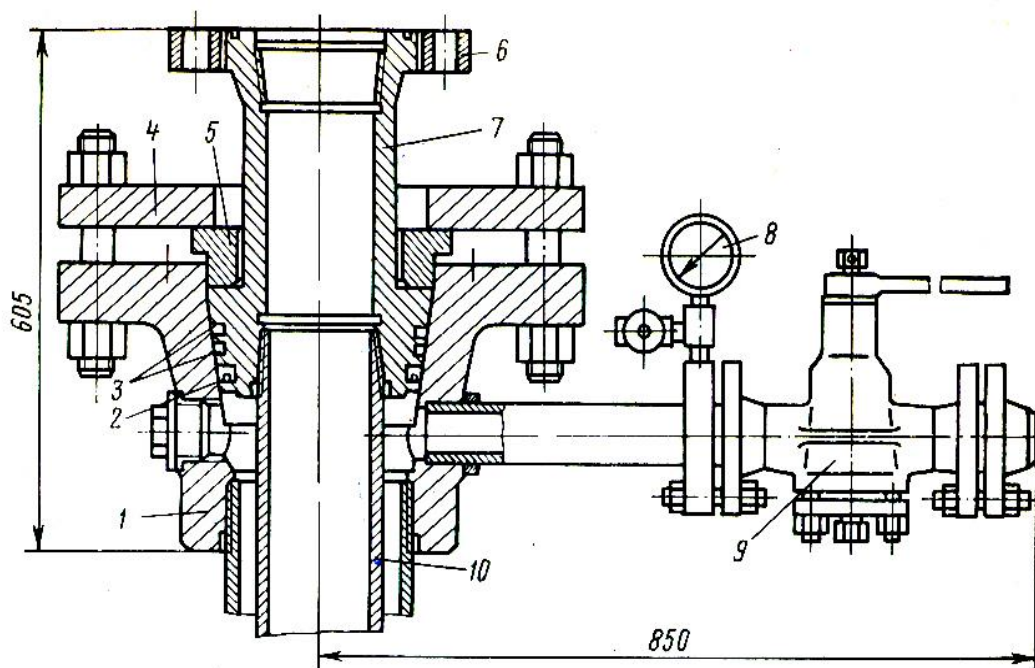


Рисунок 9 – Конструкция простейшей колонной головки для одной обсадной колонны: 1 – корпус головки, 2 – муфта, 3 – кольца, 4 – фланец, 5 – полукольца, 6 – фланец, 7 – муфта, 8 – манометр, 9 – кран высокого давления.

Согласно ГОСТ 13846-89 подбирается фонтанная арматура (ФА), которая выполняется ряд функций, главные из которых: удержание на весу колонны НКТ, спущенной в скважину, герметизация затрубных пространств и их взаимная изоляция, обеспечение возможности регулирования режима работы скважины скважины в заданных пределах, непрерывности ее работы и исследования скважины путем измерения параметров ее работы, как внутри самой скважины, так и на поверхности. [14]

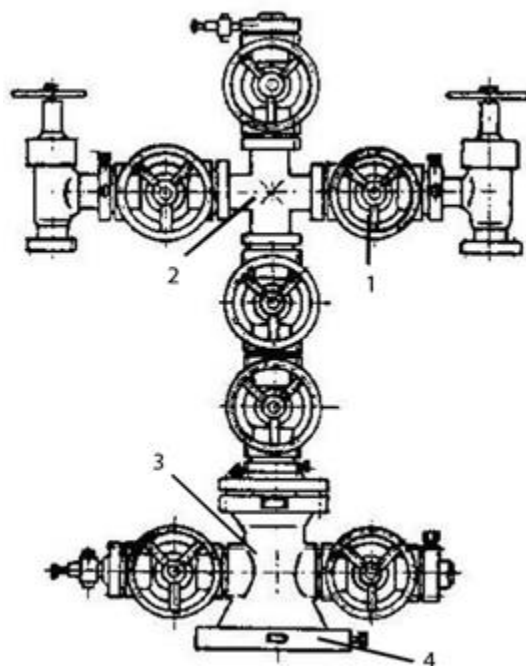


Рисунок 10 – Фонтанная арматура АФК5: 1 – кран пробковый проходной КППС; 2 – крестовина елки, 3 – крестовина трубной головки, 4 – фланец колонный.

Как уже было сказано, ФА изготавливается по ГОСТу 13846-89 таблица 5.

Таблица 5. ГОСТ 13846-89: Основные параметры фонтанных арматур. [15]

Условный проход, мм			Рабочее давление, МПа
Ствола елки	Боковых отводов елки	Боковых отводов трубной головки	
50	50	50	14, 21, 35, 70, 105
65	50, 65		
80	50, 65, 80	50, 65	14, 21, 35, 70, 105, 140
100	65, 80, 100		
150	100		21

Фонтанную арматуру устанавливают на колонную головку, их различают по конструктивным и прочностным признакам. Данные признаю включают шифр фонтанной арматуры. Фонтанная арматура включает трубную головку и фонтанную елку с запорными и регулирующими устройствами. Как уже было упомянуто выше для подвески НКТ и создания

герметичности пространства между фонтанной арматурой и НКТ используют трубную головку. Фонтанная елка предназначена для направления потока в выкидную линию, а также для регулирования и контроля работы скважины. Фонтанная елка состоит из одно-или двухъярусной тройной арматуре, либо из крестовой арматуры. [13], [14]

Необходимость в фонтанной арматуре возникла в связи с началом применения подъемника и устройств для регулирования расхода жидкости или газа фонтанной скважины с помощью дросселей, получивших название штуцеры, а также для контроля давления жидкости или газа в подъемнике на устье (буфере) скважины. Для этого сначала применялась простейшая фонтанная арматура, включающая тройник, запорное устройство, вентиль, манометр, штуцер; запорное устройство использовалось при смене штуцера. [15]

Необходимость смены штуцера без остановки скважины привела к появлению арматуры с двумя выкидными линиями - струнами. Эта арматура состоит из трех тройников и трех запорных устройств и штуцеров, сочетание которых начали называть фонтанной елкой рисунок 8.

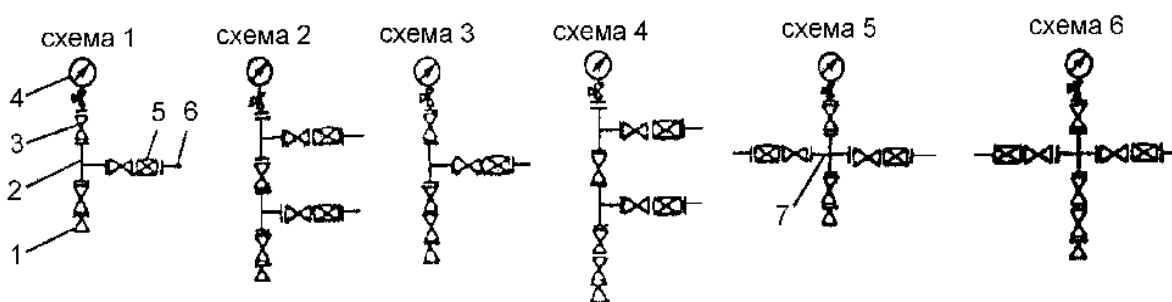


Рисунок 11 – Типовые схемы фонтанных елок: тройниковые схемы 1,2,3,4; крестовые схемы – 5,6, где: 1 – переводник к трубной головке; 2 – тройник, 3 – запорное устройство; 4 – манометр с запорно-разрядным устройством; 5 – дроссель; 5 – ответный фланец, 7 – крестовина.

Колонная головка предназначена для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, а также для подвески обсадных колонн и установки фонтанной арматуры. Существуют одно-, двух-, трех-,

четырёх- и пятиколонные головки; требования, предъявляемые к конструкциям колонных головок, следующие: надежная герметизация межтрубных пространств; возможность контроля за давлениями во всех межтрубных пространствах; быстрое и надежное закрепление подвески обсадных колонн; возможность крепления к одной колонной головке различных обсадных колонн, т. е. универсальность; быстрый и удобный монтаж; минимально возможная высота. [14]

Штуцера являются элементом фонтанной елки и предназначены для регулирования режима работы фонтанной скважины и ее дебита. Штуцера устанавливаются на обеих выкидных линиях арматуры и подразделяются на нерегулируемые и регулируемые. Более просты и надежны нерегулируемые штуцеры. Они незаменимы в случаях, когда из скважины поступает песок или другой абразивный материал. Существует много конструкций нерегулируемых штуцеров, которые часто выполняются в виде коротких конических втулок из легированной стали или из металлокерамического материала с центральным каналом заданного диаметра. По мере износа штуцера установленный режим работы скважины нарушается и штуцер необходимо менять. Для этого работу скважины переводят временно на запасной отвод, на котором установлен штуцер заданного диаметра, и одновременно меняют изношенный штуцер в основном рабочем отводе. В связи с этим предложено много конструкций так называемых быстросменных штуцеров. Простейшая схема манифольда крестовой фонтанной арматуры (рис. 8. 12) не предусматривает обвязку выкидов межтрубных пространств и предполагает наличие только одной [14]

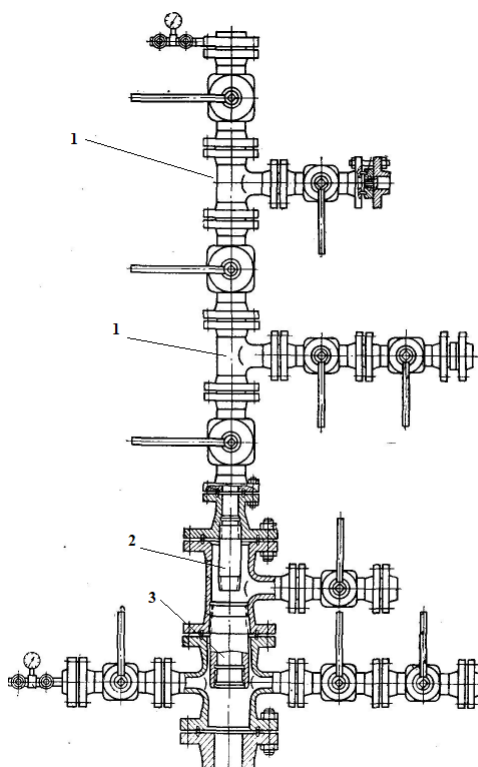


Рисунок 12 – Фонтанная тройниковая арматура кранового типа для подвески двух рядов НКТ (2АФТ-60 х 40 х КрЛ – 125): 1 – тройник, 2 – патрубок для подвески второго ряда НКТ, 3 – патрубок для подвески первого ряда НКТ.

Простейший штуцер выполняется в виде диафрагмы с отверстием заданного диаметра, зажимаемой между двумя фланцами выкидной линии. Применяются регулируемые штуцеры, в которых проходное сечение плавно изменяют перемещением конусного штока в седле из твердого материала. Перемещение осуществляется вращением маховика, на штоке которого имеется указатель, показывающий эквивалентный диаметр проходного кольцевого сечения регулируемого штуцера. [14]

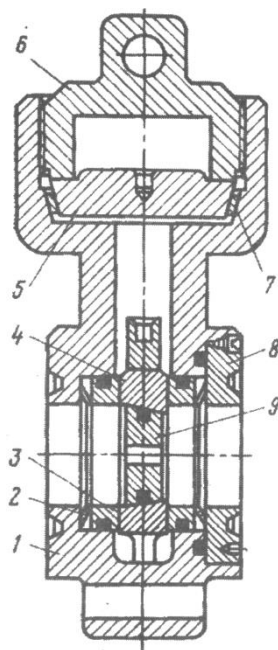


Рисунок 13 – Штуцер быстросъемный для фонтанной арматуры высокого давления (ЩБА-50-70): 1 – корпус, 2 – тарельчатая пружина, 3 – боковое седло, 4 – обойма, 5 – крышка, 6 – нажимная гайка, 7 – прокладка, 8 – гайка боковая, 9 – штуцерная металлокерамическая втулка.

Такие штуцеры сложнее, дороже, имеют сальниковые уплотнения и применяются обычно в скважинах, не продуцирующих песок. В любом штуцере происходит поглощение энергии газожидкостной струи и применяются обычно в скважинах не продуцирующих песок. В любом штуцере происходит поглощение энергии газожидкостной струи и снижение давления от давления на буфере до давления в отводящей линии системы нефтегазосбора. Если разность давлений велика, применяют несколько последовательно соединенных штуцеров, в каждом из которых частично снижается давление. [14]

Манифольды предназначен для обвязки фонтанной арматуры с трубопроводом, подающим продукцию скважины на замерную установку. Применяются различные схемы таких обвязок в зависимости от местных условий и технологии эксплуатации. Поэтому эти схемы не стандартизованы, но их узлы комплектуются из элементов заводского изготовления. Простейшая схема манифольда крестовой фонтанной арматуры (рис. 8. 12) не

предусматривает обвязку выкидов межтрубных пространств и предполагает наличие только одной. Простейшая схема манифольда крестовой фонтанной арматуры рисунок 10 не предусматривает обвязку выкидов межтрубных пространств и предполагает наличие только одной выкидной линии, соединяющей скважину с трапной или замерной установкой.

На рисунке 12 показаны стандартизованные узлы заводской сборки. Они очерчены четырехугольниками и помечены номером (№ 1, №2, №3). Схема предусматривает два регулируемых штуцера, два вентиля для отбора проб жидкости и газа, запорные устройства 3 для сброса продукции на факел или земляной амбар, тройники 4, крестовики 5, предохранительный клапан 6, фланцевые соединения 7. Основные узлы манифольда унифицированы с узлами и деталями фонтанной арматуры. Манифольды на концах имеют фланцы для присоединения труб диаметром 80 мм. В обозначение манифольда входят номер схемы, условный проходной диаметр и рабочее давление, например, 1МАТ-60 x 125. Выкидной шлейф соединяет манифольд арматуры с групповой замерной установкой (ГЗУ) промышленной системы нефтегазосбора, где автоматически измеряются дебиты скважин. К ГЗУ подключается группа скважин (до 24), дебит которых измеряется поочередно по определенной программе. [14]

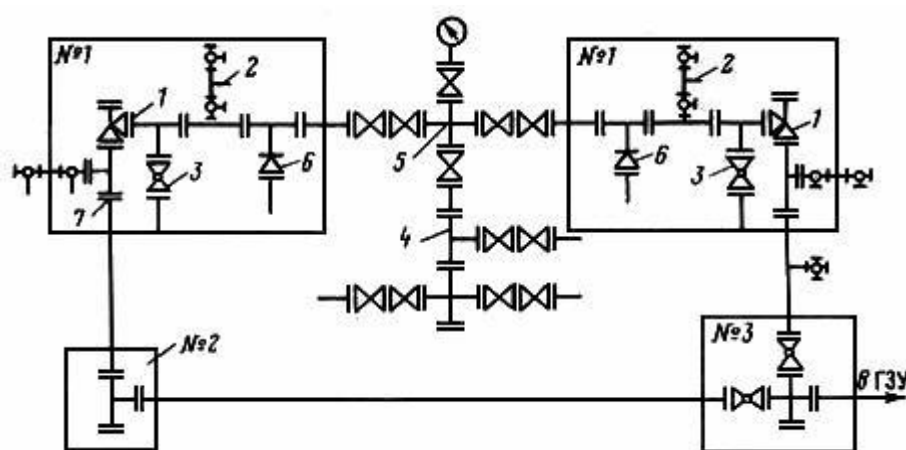


Рисунок 14 – Схема обвязки крестовой фонтанной арматуры

Одиночные фонтанные скважины и особенно высокодебитные работают в индивидуальную трапную установку, в которой происходит сепарация газа

(иногда двухступенчатая) и замер дебита. Далее, продукция скважины вместе с водой и остаточным газом поступает в промышленный нефтесборный пункт для частичного обезвоживания путем отстоя и полной сепарации газа. Часто промышленный нефтесборный пункт совмещают с установками по обезвоживанию и обессоливанию нефти с помощью ее нагрева, промывки пресной водой с добавкой поверхностно-активных веществ - деэмульгаторов, разрушающих поверхностные пленки на границе мельчайших капелек воды и нефти. [14]

2.3 Анализ норм технологической эксплуатации фонтанных скважин

Для установления технологического режима работы фонтанных скважин периодически проводят их исследования по методу установившихся пробных откачек и по кривой восстановления забойного давления после остановки скважин.

Метод пробных откачек применяется для определения продуктивности скважин, газового фактора, содержания воды и механических примесей в нефти и установления технологического режима ее работы. По кривой восстановления забойного давления определяют параметры пласта при различных режимах работы скважин. В скважинах, вскрывших впервые продуктивные пласты, отбирают глубинные пробы пластовой нефти для определения ее свойств (давления насыщения нефти газом, вязкости нефти и т.д.)

Метод пробных откачек выполняется следующим образом. Изменение режимов (дебитов) работы скважин проводят с помощью смены штуцеров (диаметров отверстий в штуцере). При определенном установившемся режиме работы скважины замеряют забойное давление и дебит скважины. Одновременно замеряют по расходомеру, установленному на ГЗУ, количество выделившегося из нефти газа. С помощью манометров замеряют буферное и затрубное давления. Затем изменяют диаметр отверстия в

штуцере на больший или меньший, устанавливают новый режим работы скважины. На этом новом режиме скважина должна проработать в пределах суток. Новый режим считается установившимся, если при неоднократных (трех-четырех) замерах дебита жидкости и газа отличаются друг от друга не более чем на 10 %. При этом методе необходимо снять пять-шесть точек кривой зависимости дебита от забойного давления. Одновременно с замерами забойных давлений и дебитов скважин при каждом установившемся режиме работы скважины определяют газовый фактор, содержание воды в нефти, а также наличие песка и механических примесей. По полученным результатам строят индикаторную кривую и определяют коэффициент продуктивности для выполнения при необходимости технических расчетов в процессе эксплуатации скважины.

Во всех случаях, когда режим дренирования залежи отличается от водонапорного, индикаторная линия будет в той или иной степени выпуклой по отношению к оси дебитов (рисунок 11, кривая 2).

Индикаторная линия, вогнутая по отношению к оси дебитов (рисунок 11, кривая 3), может получиться в результате неправильных измерений забойных давлений и дебитов или под влиянием неустановившихся процессов в пласте. При получении вогнутых индикаторных линий исследование на приток считается неудовлетворительным и его необходимо повторить.

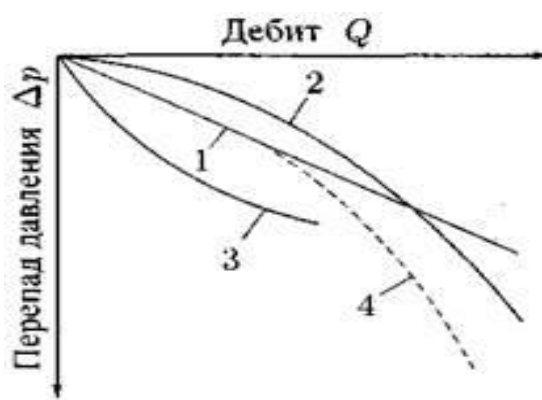


Рисунок 15 – Индикаторные кривые

Для индикаторных линий, изображенных на рисунке 11, уравнение линии записывается в виде:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})^n \quad (29)$$

Где: K – коэффициент продуктивности, n – коэффициент показывающий характер фильтрации жидкости через пористую среду.

При соблюдении линейного закона фильтрации $n = 1$ и индикаторная линия будет прямой. Линия, выпуклая к оси дебитов, получается при $n < 1$, а вогнутая - при $n > 1$.

При нелинейном законе фильтрации коэффициент продуктивности K не будет постоянным для данной скважины. Это будет переменная величина, зависящая от перепада давления. С повышением перепада давления кривизна индикаторной линии обычно растет и величина показателя n уменьшается.

Если индикаторная кривая имеет смешанный характер, то для определения коэффициента продуктивности используется только прямолинейный участок. При определении коэффициента продуктивности на криволинейном участке необходимо указывать величину перепада давления.

При соблюдении линейного закона фильтрации уравнение (29) принимает вид:

$$Q = K(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \quad (30)$$

Коэффициент продуктивности численно равен приросту дебита скважины на единицу перепада давления:

$$K = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} = \frac{Q}{\Delta P} \quad (31)$$

Максимально возможная производительность скважины будет при $P_{\text{заб}}=0$, эту производительность называют потенциальным дебитом:

$$Q_{\text{пл}} = KP_{\text{пл}}^n \quad (32)$$

Отбор жидкости из фонтанной скважины, равный потенциальному дебиту, практически невозможен.

Строят также графики зависимости между диаметром штуцера и дебитами нефти, воды и газа, а также содержанием песка в продукции

скважины. Исходя из вида построенных кривых, газового фактора, процента содержания воды и песка в жидкости при различных отборах, устанавливают режим эксплуатации скважины. Необходимо, чтобы скважина работала с хорошим дебитом при наименьшем газовом факторе без больших пульсаций и на поверхность поднималось меньше воды и механических примесей.

Технологический режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливает геологическая служба предприятия ежемесячно. Изменяют режим в основном по результатам исследований скважин, которые повторяются не реже одного раза в три месяца, или же по уточненным данным о состоянии разработки залежи.

Замер забойных и пластовых давлений в фонтанных скважинах осуществляют с помощью глубинных манометров, спускаемых в скважину на стальной скребковой проволоке $d = 1,8$ мм с помощью механизированных лебедок, монтируемых на автомобиле. Отбор глубинных проб жидкости производят с помощью глубинных пробоотборников, спускаемых в скважину так же, как и глубинные манометры. Дебит скважин измеряют на групповых замерных установках. Для отбора проб нефти на выкидной линии у устья скважины устанавливается кран, через который отбирается проба нефти, и затем в промысловой лаборатории определяется процентное содержание воды в нефти.

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ФОНТАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ X

Выполнение процесса моделирования «01.02.01.01-01 Расчет дизайна скважинной компоновки» осуществляется с применением бизнес-системы ИС шахматка и технологический режим. В Приложении 1 представлена модель процесса с условными обозначениями. Общая продолжительность процесса до момента прекращения фонтанирования скважины без возможности восстановления.

Выполнение процесса «01.02.01.01-01 Расчет дизайна скважинной компоновки» представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Порядок выполнения «01.02.01.01-01 Расчет дизайна скважинной компоновки»

Согласование дизайна скважинной компоновки	
Исполнитель	УДНГ ДО - выполняет; ГТС ЦДНГ - способствует при выполнении.
Использует	01. Дизайн скважинной компоновки - бумажный документ.
Требования	Выполнение данной операции осуществляется посредством электронной почты
Результаты	01. Дизайн скважинной компоновки - бумажный документ.
Завершено, если	01. Дизайн скважинной компоновки согласован и направлен в бригаду освоения, переход к выполнению процесса 01.04.07.01 Выполнение работ при ТКРС; ИЛИ 02. Дизайн скважинной компоновки не согласован, переход к выполнению операции Расчет дизайна скважинной компоновки .
Длительность	1 р.д.
Расчет дизайна скважинной компоновки	
Исполнитель	ГТС ЦДНГ - выполняет.
Выполняет, если	01. Направлена заявка на расчет компоновки в результате выполнения процесса 01.04.07.01 Выполнение работ при ТКРС; ИЛИ 02. Дизайн скважинной компоновки не согласован в результате выполнения операции Согласование дизайна скважинной компоновки.
Использует	01. Запрос на расчет скважинной компоновки - электронный документ; 02. Дизайн скважинной компоновки - бумажный документ.
Требования	Выполнение данной операции осуществляется с применением бизнес-систем(ы): - WellFlo;

	- ИС Шахматка и техрежим.
Результаты	01. Дизайн скважинной компоновки - бумажный документ.
Длительность	Один рабочий день

Как уже было упомянуто выше, рассмотрим общие требования к процессу «01.02.01.01-01»:

- подбор внутрискважинного оборудования к скважине согласно М-01.02.01.01-01;
- вывод скважин на режим в соответствии с М-01.02.01.01-01;
- контроль параметров согласно М-01.02.01.01-01;

Общая продолжительность процесса: до момента прекращения фонтанирования скважины без возможности восстановления.

Рассмотрим порядок выполнения «01.02.01.01-02 Эксплуатация скважин фонтанным способом» приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Порядок выполнения процесса «01.02.01.01-02»

01 Выполнение ВНР и фонтанная эксплуатация скважины	
Исполнитель	ГТС ЦДНГ - выполняет.
Выполняет, если	01. Операция по защите оборудования от гидратообразования проведена, фонтанирование возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.05 Защита внутрискважинного оборудования от гидратообразования ИЛИ Операция по защите оборудования от АСПО проведена, фонтанирование, возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.04 Защита внутрискважинного оборудования от АСПО ИЛИ Операция по защите оборудования от коррозии проведена, фонтанирование, возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.03 Защита внутрискважинного оборудования от коррозии ИЛИ Операция по защите оборудования от солеотложений проведена, фонтанирование, возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.02 Защита внутрискважинного оборудования от солеотложений; ИЛИ 02. Выполнен КРС в результате выполнения процесса 01.04.07.01 Выполнение работ при ТКРС И/ИЛИ Выполнен ГРП в результате выполнения процесса 01.04.07.03 Гидроразрыв пласта.
Использует	01. Акт сдачи скважины - бумажный документ; 02. Акт приема/передачи - бумажный документ; 03. Отчет по результатам обработки - электронный документ.
Требования	Выполнение данной операции осуществляется с применением бизнес-систем(ы): - ИС Шахматка и техрежим.

Результаты	01. Карта ВНР - электронный документ; 02. Карта ВНР (Запись в ИС Шахматка и техрежим) - запись в ИС.
Завершено, если	01. Процесс фонтанирования завершен, переход к выполнению операции 02 Выявление причины отсутствия фонтанирования.
Длительность	До прекращения фонтанирования

Продолжение таблицы 7

2 Выявление причины отсутствия фонтанирования	
Исполнитель	Геологическая служба ЦДНГ - выполняет; Технологическая служба ЦДНГ - способствует при выполнении.
Выполняет, если	01. Процесс фонтанирования завершен в результате выполнения операции 01 Выполнение ВНР и фонтанная эксплуатация скважины; ИЛИ 02. Операция по защите оборудования от гидратообразования произведена, фонтанирование НЕ возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.05 Защита внутрискважинного оборудования от гидратообразования ИЛИ Операция по защите оборудования от АСПО проведена, фонтанирование НЕ возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.04 Защита внутрискважинного оборудования от АСПО ИЛИ Операция по защите оборудования от коррозии проведена, фонтанирование НЕ возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.03 Защита внутрискважинного оборудования от коррозии ИЛИ Операция по защите оборудования от солеотложений проведена, фонтанирование НЕ возобновлено в результате выполнения процесса 01.02.07.02 Защита внутрискважинного оборудования от солеотложений.
Использует	01. Отчет по результатам обработки - электронный документ; 02. Карта ВНР (Запись в ИС Шахматка и техрежим) - запись в ИС; 03. Карта ВНР - электронный документ.
Требования	Выполнение данной операции осуществляется с применением бизнес-систем(ы): - ИС Шахматка и техрежим.
Результаты	01. Заключение о возможности фонтанирования - электронный документ; 02. Заключение о невозможности фонтанирования - электронный документ.
Завершено, если	01. Выявлено устранимое прекращение фонтанирования, переход к выполнению операции 03 Визирование заключения о возможности фонтанирования; ИЛИ 02. Выявлено неустранимое прекращение фонтанирования, переход к выполнению процесса 01.05.04.01.01 Проведение анализа изменений режима работы скважин, формирование и согласование мероприятий по снижению суточной добычи нефти.
Длительность	До выявления причины отсутствия фонтанирования

Окончание таблицы 7

03 Визирование заключения о возможности фонтанирования	
Исполнитель	Главный инженер ДО - выполняет.
Выполняет, если	01. Выявлено устранимое прекращение фонтанирования в результате выполнения операции 02 Выявление причины отсутствия фонтанирования.
Использует	01. Заключение о возможности фонтанирования - электронный документ.
Требования	Проводится на основе заключения о возможности фонтанирования.
Результаты	01. Заключение о возможности фонтанирования (Завизировано) - электронный документ.
Длительность	2 рабочих дня.
04 Оформление заявок и плана работ	
Исполнитель	ГТС ЦДНГ - выполняет.
Использует	01. Заключение о возможности фонтанирования (Завизировано) - электронный документ.
Требования	Выполнение данной операции осуществляется с применением бизнес-систем(ы): - АСУ НПХ.
Результаты	01. Заявка - запись в ИС; 02. План работ - бумажный документ.
Завершено, если	01. Выявлено гидратоотложение, переход к выполнению процесса 01.02.07.05 Защита внутрискважинного оборудования от гидратообразования; ИЛИ 02. Выявлено АСПО, переход к выполнению процесса 01.02.07.04 Защита внутрискважинного оборудования от АСПО; ИЛИ 03. Выявлена коррозия , переход к выполнению процесса 01.02.07.03 Защита внутрискважинного оборудования от коррозии; ИЛИ 04. Выявлено солеотложение, переход к выполнению процесса 01.02.07.02 Защита внутрискважинного оборудования от солеотложений.
Длительность	5 рабочих дней.

Выполним расчет необходимого фонтанного оборудования для максимальной продуктивности скважины.

3.1 Расчет усилий, действующих на фланцевое соединение фонтанной арматуры

При фланцевом соединении деталей арматуры уплотнение осуществляется в основном металлическим кольцом овального или восьмиугольного сечения.

Усилие, действующее на кольцо, не должно приводить к его остаточным деформациям.

В одном из вариантов сборки фланца прокладочное кольцо соприкасается с канавками фланцев по их внутреннему и внешнему скосам. Уплотнение происходит за счет упругой деформации кольца и фланцев в месте соприкосновения рисунок 16

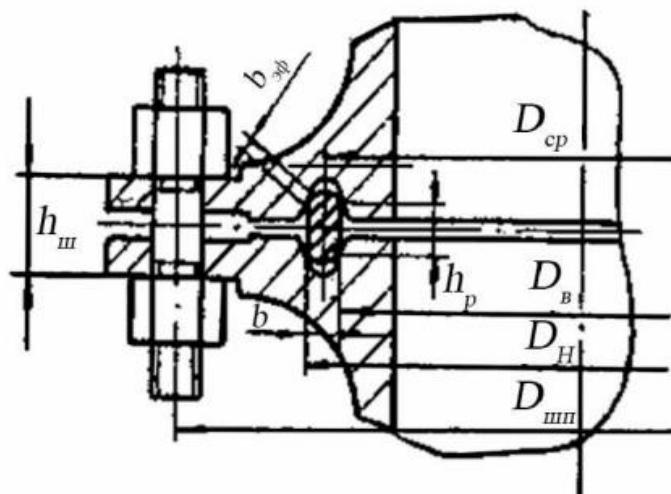


Рисунок 16 – Схема фланцевого соединения

По исходным данным в таблице 8 рассчитываем усилие обжатия и эксплуатационное усилие, действующее на фланец фонтанной арматуры с прокладкой овального сечения из стали 12X18H9T. Выбрать диаметр шпилек фланца исходя из рассчитанных усилий, материала ст. 30 ($\sigma_T = 300$ МПа) и определить момент затяжки шпилек.

Таблица 8 – Исходные данные

Исходные данные	
Диаметр фланца	175 мм
Условный диаметр прохода	50 мм
Внутренний диаметр прокладки	85 мм
Высота прокладки	12 мм
Ширина прокладки	6 мм
Диаметр окружности крепления шпильками	135 мм
Рабочее давление	35 Мпа
Температура добываемой жидкости	30 °С
Количество шпилек	6
Рабочая высота шпильки	45 мм
Высота профиля резьбы шпильки	1,5 мм

Усилие обжатия фланца определим по формуле (33). Для прокладки из стали 12Х18Н9Т $q_{обж} = 400$ МПа. Средний диаметр прокладки:

$$D_{cp} = 85 + b = 91 \text{ мм} \quad (33)$$

$$b_{эф} = \frac{b}{4} = \frac{6}{4} = 1,5 \text{ м} \quad (34)$$

Тогда:

$$P_{обж} = \pi D_{cp} b_{эф} q_{обж} = 3,14 \cdot 91 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 400 \cdot 10^6 = 171,4 \text{ к} \quad (35)$$

Где D_{cp} – средний диаметр прокладки;

$b_{эф}$ – суммарная ширина контакта прокладки с канавкой фланца;

$q_{обж}$ – давление на прокладку для ее обжатия (для стали 12Х18Н9Т $q_{обж} = 400$ Мпа)

Для определения эксплуатационного усилия воспользуемся формулой (36), так как температура добываемой жидкости не превышает 30 °С, а данные по весу отводящих труб манифольда отсутствуют. Используем лишь первые два члена формулы (34), т.е. определим усилие от рабочего давления и остаточного усилия затяжки ($m=3,2$):

$$P_{эксп} = P_{дав} + \Delta P_{зат} + P_t + 3P_m^* =$$

$$\begin{aligned}
&= 0,785 \cdot 91^2 \cdot 35 \cdot 10^6 + 3,14 \cdot 91 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot 3,2 \cdot 35 \cdot 10^6 = \\
&= 227520 + 48004 = 275,5 \text{ кН}
\end{aligned} \tag{36}$$

За расчетное усилие принимаем большее из рассчитанных $P_{\text{эксп}}$

Усилие на наиболее нагруженную шпильку определим по формуле (37)

$$P_{\text{ш}} = \frac{P_{\text{рас}}}{n} = \frac{275524}{6} = 45,9 \text{ кН} \tag{38}$$

где $P_{\text{рас}}$ - большее усилие из $P_{\text{обж}}$ и $P_{\text{эксп}}$;

n – количество шпилек.

Диаметр шпильки определим из соотношения коэффициент запаса $\eta = 1,5$:

$$f_{\text{ш}}^1 = \frac{P_{\text{ш}}}{\sigma_{\text{T}}} \cdot \eta = \frac{45920 \cdot 1,5}{300 \cdot 10^6} = 230 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 \tag{39}$$

Отсюда диаметр шпильки по впадине резьбы:

$$d' = \sqrt{230 / 0,785} = 17,1 \text{ мм} \tag{40}$$

Выберем диаметр шпильки:

$$d = d' + 2h_p = 17,1 + 2 \cdot 1,5 = 20,1 \text{ мм} = 20 \text{ мм} \tag{41}$$

Напряжение в шпильке

$$\sigma_{\text{ш}} = \frac{45920}{227 \cdot 10^{-6}} = 202,3 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 \tag{42}$$

где площадь поперечного сечения шпильки по впадине резьбы

$$f_{\text{ш}}^1 = 0,785(20 - 2 \cdot 1,5)^2 = 227 \text{ мм}^2 \tag{43}$$

Допустимый момент затяжки шпильки по формуле:

$$M_{\text{кл}} = 0,06 \cdot 300 \cdot 10^6 \cdot 20^3 \cdot 10^{-9} = 144 \text{ Н} \cdot \text{м} \tag{44}$$

Рассчитаем момент затяжки по формуле (45):

$$M_{\text{кл р}} = 0,055 \sigma d^3 = 0,055 \cdot 202 \cdot 10^6 \cdot 20^3 \cdot 10^{-9} = 89 \text{ Н} \cdot \text{м} \tag{45}$$

3.2 Расчет насосно-компрессорных труб при фонтанной эксплуатации скважин

Исходя из условий прочности НКТ на разрыв в опасном сечении, на сдвигающие нагрузки в резьбовом соединении и на внутреннее давление

определим глубину спуска секций колонны гладких насосно-компрессорных труб с треугольной резьбой из стали групп прочности «Д», «К» общей длиной 2900 м для фонтанирующей скважины глубиной 3000 м, с дебитом 25 м³/сут., имеющей обсадную колонну диаметром 146X7,7 мм.

Давление на забое – 23,6 МПа, на устье – 3 Мпа, плотность газожидкостной среды 830 кг/м³. При расчете пренебрегаем потерей веса колонны труб в жидкости, так как уровень жидкости в межтрубном пространстве при установке пакера во время работы может быть оттеснен до башмака колонны труб.

В соответствии с ГОСТ 633-80 для эксплуатации нефтяных скважин применяются стальные бесшовные насосно-компрессорные трубы следующих типов:

– трубы гладкие и муфты к ним с треугольной резьбой с углом при вершине 60 (таблица 9). Эти трубы изготавливаются с шагом резьбы 2,540 мм (10 ниток на 1 дюйм) и 3,175 мм (8 ниток на 1 дюйм). Соответственно высота профиля резьбы h составляет 1,412 мм и 1,810 мм;

Таблица 9 – Трубы гладкие с треугольной резьбой.

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п. м, кг/м	Высота резьбы h , мм	Длина резьбы до основной плоскости L , мм
33	33,4	3,5	42,2	2,65	1 412	16,3
42	42,2	3,5	52,2	3,37	»	19,3
48	48,3	4,0	55,9	4,46	»	22,3
60	60,3	5,0	73,0	6,96	»	29,3
73	73,0	5,5; 7,0	88,9	9,5;11,7	»	40,3
89	88,9	6,5	108,0	13,65	»	47,3
102	101,6	6,5	120,6	15,76	1,81	49,3
114	114,3	7,0	132,1	19,1	»	52,3

– трубы с высаженными наружу концами и муфты к ним также с треугольной резьбой с углом при вершине 60 (таблица 10);

Таблица 10 – Трубы с высаженными наружу концами с треугольной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D , Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п.м., кг/м	Высота резьбы Высота резьбы h , мм	Длина Резьбы с полным профилем L , мм	Наружный диаметр высаженной части D_e
27	26,7	3,0	42,2	1,86	1 412	16,3	33,4
33	33,4	3,5	48,3	2,68	«	19,3	37,3
42	42,2	3,5	55,9	3,41	«	22,3	46,0
48	48,3	4,0	63,5	4,55	«	24,3	53,2
60	60,3	5,0	77,8	7,08	1,81	37,3	65,9
73	73,0	5,5/	93,2	9,66/11,86	«	41,3	78,3
89	88,9	6,5/	114,3	13,9/16,7	«	47,3	95,2
102	101,6	6,5	127,0	16,0	«	51,3	108,0
114	114,3	7,0	141,3	19,5	«	54,3	120,0

– гладкие высокогерметичные трубы (НКМ) с трапецидальной резьбой и муфты к ним (таблица 11);

Таблица 11 – Трубы НКМ с трапецидальной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п.м., кг/м	Высота резьбы h , мм	Длина резьбы с полным профилем L , мм	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости и $d_{вн}$
60	60,3	5,0	73,0	7,02	120,00	48,000	57925
73	73,0	5,5/7,0	93,2	9,66/11,86	«	48,000	70625
89	88,9	6,5/8,0	108,0	13,7/16,5	«	58,000	86500
102	101,6	6,5	120,6	15,84	«	58,000	99200
114	114,3	7,0	132,1	19,42	1,60	72,000	111100

– насосно-компрессорные безмуфтовые трубы (НКБ) с высаженными наружу концами с трапецеидальной резьбой (таблица 12)

Таблица 12 – Трубы НКБ с трапецеидальной резьбой

Условный диаметр трубы	Наружный диаметр D , мм	Толщина стенки δ , мм	Наружный диаметр муфты D_m , мм	Масса 1 п.м, кг/м	Высота резьбы h , мм	Длина резьбы с полным профилем L , мм	Внутренний диаметр резьбы в основной плоскости $d_{вн}$
60	60,3	5,0	71,0 ~	7,02	1,20	44	62,267
73	73,0	5,5/7,0	84/86	9,5/11,72	«	49	75,267
89	88,9	6,5/8,0	102 /104	13,6/16,46	«	49	91,267
102	101,6	6,5	116	15,7	«	49	104,267
114	114,3	7,0	130	19,1	1,60	49	117,267

Трубы и муфты должны изготавливаться из стали одной и той же группы прочности. Механические свойства труб и муфт в соответствии с ГОСТ 633-80, переведенные в систему СИ представлены в таблице 13

Таблица 13 – Механические свойства НКТ при фонтанной эксплуатации скважин

Наименование показателей	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление σ_B , МПа	655	687	689	758	823	1000
Предел текучести σ_T , МПа	379	491	552	654	724	930
Относительное удлинение δ_5 , %	14,3	12	13	12,3	11,3	9,5

Диаметр НКТ при фонтанном способе эксплуатации скважин должен обеспечить заданный отбор жидкости в течении всего периода эксплуатации скважины.

Определим оптимальный внутренний диаметр НКТ по формуле (33) при заданных условиях $L = 2900$ м, $P_1 = 23,6 \cdot 10^6$ Па, $P_y = 3 \cdot 10^6$ Па, $\rho = 830$ кг/м³:

$$d = 188 \sqrt{\frac{\rho L}{P_1 - P_y}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_{ж} g L}{\rho g L - (P_1 - P_y)}} =$$

$$= 188 \sqrt{\frac{830 \cdot 2900}{(23,6 - 3) 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{25 \cdot 9,81 \cdot 2900}{830 \cdot 9,81 \cdot 2900 - (23,6 - 3) 10^6}} = d = 39,7 \text{ мм} \quad (46)$$

Где ρ – плотность газожидкостной смеси кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

L – глубина спуска подъемных труб, м;

P_1 – давление на забое для фонтанных скважин Па;

P_y – давление на устье, Па;

$Q_{ж}$ – дебит жидкости, м³/сут.

После вычисления диаметра по формуле (33) выбирают по таблице ближайший больший стандартный диаметр НКТ. Если колонна имеет ступенчатую конструкцию, то в этом случае первая секция должна состоять из труб ближайшего к расчетному диаметра, а верхние секции – из труб большего диаметра или более высокой группы прочности.

Ближайший больший внутренний диаметр имеют НКТ 48x4 мм. Примем за 1-ю секцию гладкие НКТ 48x4 из стали группы прочности «Д» (от $\sigma = 380$ МПа).

Расчет насосно-компрессорных труб на прочность при фонтанной эксплуатации скважин следует проводить на страгивающую нагрузку в резьбовом соединении, на предельную нагрузку в опасном сечении и на внутреннее давление.

На страгивающую нагрузку рассчитываются гладкие НКТ с треугольной резьбой и высокогерметичные трубы НКМ с трапецидальной резьбой, так как наиболее слабым сечением у этих труб является резьбовое соединение. Наиболее часто употребляется формула Ф. И. Яковлева

Страгивающую нагрузку определим по формуле (34), недостающие данные берем из таблицы 7. Найдем:

$$b = \delta - h_1 = 4 - 1,41 = 2,6 \text{ мм};$$

$$d = D - 2\delta = 48 - 8 = 40 \text{ мм};$$

$$D_{\text{ср}} = d + b = 40 + 2,6 = 42,6 \text{ мм};$$

$$L = 22,3 \text{ мм};$$

$$\eta = \frac{2,6}{4 + 2,6} = 0,394;$$

$$\text{ctg}(\alpha + \varphi) = \text{ctg}69 = 0,384;$$

$$P_{\text{стр}} = \frac{\pi D_{\text{ср}} b \sigma_{\text{T}}}{1 + \eta \frac{D_{\text{ср}}}{2L} \text{ctg}(\alpha + \varphi)} = \frac{3,14 \cdot 42,6 \cdot 10^{-3} \cdot 2,6 \cdot 10^{-3} \cdot 380 \cdot 10^6}{1 + 0,394 \frac{42,6 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 22 \cdot 10^{-3}} \cdot 0,384} = 115,5 \text{ кН} \quad (47)$$

Где $b = \delta - h_1$ – толщина тела трубы под действием резьбой основной плоскости;

h_p – высота профиля резьбы;

$D_{\text{ср}} = d + b$ – средний диаметр тела трубы под резьбой;

D – внутренний диаметр трубы;

$\eta = b / (\delta + b)$ – поправка Шумилова;

α – угол наклона несущей поверхности резьбы к оси трубы;

φ – угол трения в резьбе ($\varphi = 7^\circ - 9^\circ$);

L_p – длина резьбы с полным профилем;

σ_{T} – предел текучести материала трубы.

Предельную нагрузку определим по формуле (35):

$$P_{\text{пр}} = \frac{\pi}{4} (D_p^2 - d^2) \sigma_{\text{T}} = 0,785 [(48 - 2 \cdot 1,41)^2 - 40^2] \cdot 10^{-6} \cdot 380 \cdot 10^{-6}$$

$$P_{\text{пр}} = 131,9 \text{ кН} \quad (48)$$

Выбрав страгивающую нагрузку за расчетную как наименьшую, определим допустимую глубину спуска секции НКТ по формуле (36):

$$L_{\text{ТР1}} = \frac{P_{\text{рас}}}{q \cdot n \cdot g} = \frac{115,5}{4,46 \cdot 1,3 \cdot 9,81} = 2030 \text{ м} \quad (49)$$

Где $P_{\text{рас}}$ – расчетная нагрузка;

q – масса 1 п.м трубы с учетом муфт и высаженной части;

n – коэффициент запаса, n 0 1.25-1.3;

g – ускорение свободного падения $9,81 \text{ м/с}^2$.

Поскольку $2030 \text{ м} < 2900 \text{ м}$, для верхней секции берем больший размер:

НКТ 60X5 мм; $q_2 = 6,96 \text{ кг/м}$; $L = 29,3$, $h_r = 1,41 \text{ мм}$. Находим $P_{\text{стр}2}$ по

формуле(47):

$$b = 5 - 1,41 = 3,59 \text{ мм};$$

$$d = 60,3 - 2 \cdot 5 = 50,3 \text{ мм};$$

$$D_{\text{ср}} = 40 + 2,6 = 42,6 \text{ мм};$$

$$\eta = \frac{3,59}{5 + 3,59} = 0,418;$$

$$\text{ctg}69 = 0,384$$

$$P_{\text{стр}2} = \frac{3,14 \cdot 53,9 \cdot 3,59 \cdot 380}{1 + 0,418 \frac{53,9}{2 \cdot 29,3} \cdot 0,384} = 201,2$$

Предельная нагрузка рассчитывается по формуле (48):

$$P_{\text{пр}2} = 0,785[(60,3 - 2 - 1,41)^2 - 50,3^2] \cdot 380 = 230,8 \text{ кН}$$

Так как и в этом случае $P_{\text{пр}2} > 7 P_{\text{стр}2}$, за расчетную нагрузку принимаем $P_{\text{стр}2}$. Длина 2-й секции рассчитывается по формуле (50):

$$L_{\text{ТР}1} = \frac{P_{\text{стр}2} - P_{\text{НКТ}1}}{q \cdot n \cdot g} = \frac{201200 - 88818}{6,96 \cdot 1,3 \cdot 9,81} = 1266 \text{ м}, \quad (50)$$

Где $P_{\text{НКТ}1} = L_{\text{ТР}1} \cdot q \cdot g = 2030 \cdot 4,46 \cdot 9,81 = 88818 \text{ Н}$.

Таким образом, суммарная длина колонны составит:

$$2030 + 1266 = 3296 \text{ м} > 2900 \text{ м}. L_2 = 2900 - L_1 = 870 \text{ м}.$$

Минимальный зазор с обсадной колонной составит:

$$S = 146 - 2 \cdot 7,7 - D_{\text{м НКТ}} = 130,6 - 73 = 57,6 \text{ мм}.$$

Допустимое внутреннее давление для нижней трубы НКТ 48X4 мм рассчитаем по формуле (38)

$$P_{\text{вн}} = \frac{2\delta[\sigma_T]}{D_{\text{н}}} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 10^{-3} \cdot 380}{48 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5} = 42,22 \text{ Мпа} \quad (51)$$

где δ - толщина основного тела трубы;

$[\sigma_T] = \sigma_T / \eta$ – допустимое значение предела текучести (по ГОСТ 633-80, $\eta = 1,25$)

D_n – наружный диаметр основного тела трубы.

Определяем фактическое внутреннее давление трубы по формуле (52) при плотности добываемой жидкости $\rho_{ж} = 850 \text{ кг/м}^3$; $P_y = 3,0 \text{ МПа}$:

$$P_{\phi} = \sum L_{\text{тр}1} \cdot \rho_{ж} \cdot g + P_{\text{буф}} = 2900 \cdot 850 \cdot 9,81 \cdot 3,0 \cdot 10^6 =$$

$$P_{\phi} = 27,2 \text{ МПа} \quad (52)$$

$P_{\phi} < P_{\text{вн}}$, следовательно, выбранная нами ступенчатая колонна НКТ проходит как по условию прочности, так и по внутреннему давлению для заданного условия скважины.

3.3 Определение диаметра штуцера фонтанной арматуры

Рассчитаем диаметр штуцера для скважины с дебитом жидкости $200 \text{ м}^3/\text{сут.}$, если давление на устье $P_{\text{уст}} = 3,5 \text{ Мпа}$, давление в боковом выкиде $P_{\text{бок.в.}} = 1,5 \text{ Мпа}$.

Для начала необходимо определить секундный расход жидкости:

$$Q = \frac{200}{86400} = 2,315 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad (53)$$

Найдем потери напора в штуцере по формуле (54):

$$H = (P_y - P_{\text{ш}})100 = (3,5 - 1,5)100 = 200 \text{ м вод. ст} \quad (54)$$

Тогда диаметр отверстия штуцера определим по формуле (55):

$$d = \sqrt{\frac{Q}{0,785 \mu \sqrt{2gH}}} = \sqrt{\frac{2,315 \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot 0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 200}}} = 7,67 \cdot 10^{-3} \text{ м} \quad (55)$$

3.4 Расчет фонтанного подъемника

Скважина фонтанирует нефтью за счет гидростатического напора без выделения свободного газа в подъемных трубах. Требуется определить гидравлические потери напора, забойное давление и КПД. подъемника при фонтанировании по подъемным трубам и по эксплуатационной колонне.

Характеристика скважины и нефти: глубина скважины $H=2800$ м; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D=150$ мм; диаметр подъемных труб $d = 62$ мм, они спущены до верхних перфорационных отверстий; дебит скважины $Q = 300$ т/сутки; рабочее давление на устье скважины при фонтанировании по 62-мм трубам $P_{\text{буф}} = 120$ атм; коэффициент продуктивности скважины $K - 12$ т/сутки; удельный вес нефти $\gamma_n = 0,87$ Г/см³; кинематическая вязкость нефти при средней температуре в стволе скважины 110 °С, $\nu = 0,1$ см²/сек.

Средняя скорость движения нефти:

$$v_n = \frac{Q}{\gamma_n \frac{\pi d^2}{4} \cdot 86400} = \frac{300 \cdot 4}{0,87 \cdot 3,14 \cdot 0,062^2 \cdot 86400} = 1,32 \text{ м/сек} \quad (56)$$

Параметр Рейнольдса:

$$Re = \frac{v_n d}{\nu} = \frac{132 \cdot 6,2}{0,1} = 8180$$

Режим турбулентный. Коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{8180^{0,25}} = 0,0333$$

Гидравлические потери напора при движении нефти в 62-мм колонне труб:

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda H v_n^2}{d 2g} \cdot \frac{\gamma_n}{10} = 0,0333 \cdot \frac{2800 \cdot 1,32^2 \cdot 0,87}{0,062 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 10} = 11,6 \text{ атм} \quad (57)$$

Потери скоростного напора ничтожно малы:

$$P_{\text{тр}} = \frac{\gamma_n v_n^2}{2g \cdot 10} = \frac{1,32^2 \cdot 0,87}{2 \cdot 9,81 \cdot 10} = 0,007 \text{ атм}; \quad (58)$$

Принебрегаем потерями скоростного режима.

Гидростатическое давление столба нефти в скважине:

$$P_{\text{ст}} = \frac{\gamma_n H}{10} = \frac{2800 \cdot 0,87}{10} = 244 \text{ атм} \quad (59)$$

Забойное давление:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{ст}} + P_{\text{буф}} + P_{\text{тр}} = 244 + 120 + 11,6 = 375,6 \text{ атм} \quad (60)$$

Рассчитаем КПД подъемника при фонтанировании по 62-мм колонне:

$$\eta = \frac{1}{1 + \frac{\lambda v_H^2}{2gd}} = \frac{1}{1 + \frac{0,0333 \cdot 1,32^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,062}} = 0,95 \quad (61)$$

Перепад давления на забое:

$$\Delta P = \frac{Q}{K} = \frac{300}{12} = 12 \text{ атм} \quad (62)$$

Пластовое давление:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб}} + \Delta P = 375,6 + 25 = 400,6 \text{ атм} \quad (63)$$

Общий КПД. фонтанирования (при движении нефти из пласта на поверхность):

$$\eta_{\text{общ}} = \frac{P_{\text{ст}}}{P_{\text{пл}}} = \frac{244}{400,6} = 0,6. \quad (64)$$

Ввиду разных геолого-технических показателей эксплуатации скважин оборудование для каждого месторождения подбирается индивидуально.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Д	Браунагель Даниил Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение Школа	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала

1. Оценка конкурентоспособности ИП
2. Матрица SWOT
3. Диаграмма Ганта
4. Бюджет НИ
5. Основные показатели эффективности НИ

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Браунагель Даниил Игоревич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Данная выпускная квалификационная работа заключается в разработки математической модели процесса гидрокрекинга вакуумного газойля, с целью контроля процесса, а также его оптимизации.

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности НИ, оценка его эффективности, уровня возможных рисков, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Для достижения обозначенной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Оценить коммерческий потенциал и перспективность разработки НИ;
2. Осуществить планирование этапов выполнения исследования;
3. Рассчитать бюджет затрат на исследования;
4. Произвести оценку научно-технического уровня исследования и оценку рисков.

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

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Для того, чтобы оценить потенциальных пользователей результатов исследования, необходимо провести анализ целевого рынка и его сегментирование по наиболее существенным признакам.

В данной работе результатом исследования является разработка условий обеспечивающих высокоэффективные показатели эксплуатации нефтяных

фонтаннирующих скважин на месторождениях Западной Сибири. Разработанный ряд условий может быть использован непосредственно, как программа

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _Е	Б _И	Б _В	К _Е	К _И	К _В
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,2	5	5	5	1,0	1,0	1,0
2. Удобство в эксплуатации	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
3. Функциональная мощность	0,2	5	4	3	1,0	0,8	0,6
4. Простота эксплуатации	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
5. Качество интеллектуального интерфейса	0,1	5	5	3	0,5	0,5	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
6. Цена	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
7. Конкурентоспособность	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
8. Послепродажное обслуживание	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Итого	1	40	35	31	4,9	4,4	3,9

Где Б_Е–разработка программы в среде Python;

Б_И – разработка программы в среде C++;

Б_В – разработка программы в среде PascalABC.NET.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \times B_i \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность вида;

V_i – вес критерия (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

По данным оценочной карты можно увидеть, что для повышения конкурентоспособности с минимальными издержками более эффективно разрабатывать программу в среде Python.

4.1.2 SWOT – анализ

Произведем также в данном разделе SWOT – анализ НИ, позволяющий оценить факторы и явления, способствующие или препятствующие продвижению проекта на рынок.

Сильные стороны — это факторы, которые положительно сказываются на развитии проекта. Сюда обычно включают все, что превращает функционирование в успешную и конкурентную работу.

Слабые стороны – это недостаток, упущение или ограниченность научно-исследовательского проекта, которые препятствуют достижению его целей. Это то, что плохо получается в рамках проекта или где он располагает недостаточными возможностями или ресурсами по сравнению с конкурентами.

Возможности включают в себя любую предпочтительную ситуацию в настоящем или будущем, возникающую в условиях окружающей среды проекта: тенденцию, изменение или предполагаемую потребность, которая поддерживает спрос на результаты проекта и позволяет руководству проекта улучшить свою конкурентную позицию.

Угроза представляет собой любую нежелательную ситуацию, тенденцию или изменение в условиях окружающей среды проекта, которые имеют разрушительный или угрожающий характер для его конкурентоспособности в настоящем или будущем. В качестве угрозы может

выступать барьер, ограничение или что-либо еще, что может повлечь за собой проблемы, разрушения, вред или ущерб, наносимый проекту.

На первом этапе SWOT анализа в таблице 4.2 были описаны сильные и слабые стороны проекта, выявлены возможности и угрозы реализации НИ.

Таблица 4.2 – Матрица SWOT анализа

Сильные стороны	Возможности во внешней среде
<p>С1. Математические модели становятся всё более востребованы;</p> <p>С2. Методы, описанные в работе, несут в себе экономичность и ресурсоэффективность;</p> <p>С3. Актуальность и высокая технологичность методов.</p>	<p>В1. Нетрудоемкая адаптация научного исследования под иностранные языки;</p> <p>В2. Большой потенциал применения в России и других странах;</p> <p>В3. Публикации о проекте в тематических журналах.</p>

Окончание таблицы 4.2

Слабые стороны	Угрозы внешней среды
<p>Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных специалистов</p> <p>Сл2. Сложность внедрения программы из-за разности условий использования;</p> <p>Сл3. Значительные временные и интеллектуальные затраты.</p>	<p>У1. Отсутствие спроса на данные методы;</p> <p>У2. Отказ от технической поддержки проекта после внедрения;</p> <p>У3. Нехватка финансирования.</p>

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Возможно использование этой матрицы в качестве одной из основ для оценки вариантов стратегического выбора. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает

слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 4.3.

Таблица 4.3 - Интерактивная матрица сильных и слабых сторон и возможностей

Возможности проекта	Сильные стороны			Слабые стороны			
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	0	+	-	0	0
	В2	+	+	+	+	+	+
	В3	+	+	+	-	+	+

Таблица 4.4 - Интерактивная матрица сильных сторон и слабых сторон и угроз

Угрозы проекта	Сильные стороны			Слабые стороны			
		С1	С2	С3	Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	+	-	-	-
	У2	+	+	+	-	+	-
	У3	+	+	+	-	-	-

Анализ интерактивных таблиц представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей или слабых сторон и возможностей:

- В1В2В3С1С2; В1В2В3С3;
- В2В3Сл2Сл3; В2Сл1;
- У2У3С1С2С3; У1С2С3;
- У2Сл2.

Самой большой угрозой для проекта является сложность его подхода для месторождений из-за их разных геологических и физико-химических условий.

Что касается слабых сторон, то для данных методов требуется привлечение опытных и квалифицированных специалистов, обеспечение

обучения нового персонала со знаниями методов, используемых в математическом моделировании.

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Математические модели становятся всё более востребованы;</p> <p>С2. Методы, описанные в работе, несут в себе экономичность и ресурсоэффективность;</p> <p>С3. Актуальность и высокая технологичность методов.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Отсутствие у потенциальных потребителей квалифицированных специалистов;</p> <p>Сл2. Сложность внедрения программы из-за разности условий использования;</p> <p>Сл3. Значительные временные и интеллектуальные затраты.</p>
--	--	---

Окончание таблицы 4.5

<p>Возможности:</p> <p>В1. Нетрудоемкая адаптация научного исследования под иностранные языки;</p> <p>В2. Большой потенциал применения в России и других странах;</p> <p>В3. Публикации о проекте в тематических журналах.</p>	<p>Большой потенциал применения метода в России и других странах способствует развитию и доработке методов контроля</p>	<p>Данным методам требуется привлечение опытных и квалифицированных специалистов, обеспечить обучение нового персонала со знаниями методов математического моделирования</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на данные методы;</p> <p>У2. Отказ от технической поддержки проекта после внедрения;</p> <p>У3. Нехватка финансирования.</p>	<p>Отсутствие спроса влияет на актуальность и технологичность методов</p>	<p>Самой большой угрозой для проекта является отсутствие данных для написания математической модели</p>

4.2 Планирование работ по научно-техническому исследованию

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для составления плана предполагаемого комплекса работ была определена последовательность действий [19]:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения данного исследовательского проекта, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ отражен в таблице 5.6

Таблица 4.6 – перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер, Научный руководитель
	3	Проведение патентных исследований	Инженер
	4	Выбор направления исследований	Научный руководитель, Инженер
	5	Календарное планирование работ	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер
	7	Расчет эффективности фонтанного способа добычи нефти	Инженер
	8	Сопоставление результатов исследованиям	Инженер Руководитель
	9	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер Руководитель

Обобщение и оценка результатов	10	Оформление отчета	Инженер
--------------------------------	----	-------------------	---------

Полученная таблица дает полное представление о структуре работ в рамках данного исследования применения математического моделирования в процессе гидрокрекинга.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Значительную часть стоимости исследования составляют трудовые затраты, поэтому ключевым моментом является расчет трудоемкости работ каждого из участников исследования.

Расчет трудоемкости производится в человеко-днях и носит вероятностный характер, в силу того, что необходимо учесть при расчете большое количество факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (4.2)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Расчет продолжительности каждой работы T_{pi} (учитывается параллельность выполнения работ несколькими рабочими)

Расчет проводится по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (4.3)$$

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

Для удобства построение графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для построения графика длительность каждого этапа исследования была переведена в календарные дни формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.4)$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})}, \quad (4.5)$$

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

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

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

Расчет коэффициента календарности:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} = \frac{365}{365 - 118} = 1,54 \quad (4.6)$$

Рассчитанные временные показатели проведения научного исследования приведены в таблице 4.7.

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ожгi}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания	1	-	3	-	1,	-	1,8	2,7
2. Календарное планирование выполнения НИР	1	1	3	3	1,	1,8	1,8	2,7
3. Обзор научной литературы	-	6	-	9	-	7,2	7,2	10,7
4. Выбор методов исследования	-	3	-	4	-	3,4	3,4	5,0
5. Планирование моделирования	3	5	5	8	3,	6,2	5	7,4
6. Подготовка данных для моделирования	-	5	-	7	-	5,8	5,8	8,6
7. Проведение моделирования	-	5	-	7		,8	5,8	8,6
8. Обработка полученных данных	-	8		4		0,4	20,4	30,2
9. Оценка правильности полученных результатов	3	4	4	5	3,	4,4	3,9	5,8
10. Составление отчета	-	7	-	1	-	8,2	8,2	12,1
Итого:	8	5	1	7	1	63	63	94

Таблица 4.7 – Временные показатели проведения исследования



Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.













На основе данной таблицы составлен календарный план-график

В таблице 4.8 приведен календарный план график проведения НИОКР по изучению и обоснованию эффективных технических и технологических показателей фонтанирующих скважин на территории Западной Сибири.

Таблица 4.8 – календарный план-график проведения НИОКР

Примечание:

 – Исп. 1 (научный руководитель),  – Исп. 2 (инженер)

№	Вид работ	Исп	T_{ki} кал. дн.	Продолжительность работ														
				февр			март			апр			май					
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3			
1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Исп	2,7															
2	Календарное планирование выполнения ВКР	Исп Исп	2,7	 														
3	Обзор научной литературы	Исп	10,7															
4	Выбор методов исследования	Исп	5,0															
5	Планирование эксперимента	Исп Исп	7,4			 												
6	Подготовка образцов для эксперимента	Исп	8,6															
7	Проведение эксперимента	Исп	8,6															
8	Обработка полученных данных	Исп	30,2															
9	Оценка правильности полученных результатов	Исп Исп	5,8										 					

1	Составление пояснительной записки	Исп	12,													

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ была использована следующая группировка затрат по статьям [21]:

- материальные затраты НТИ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данный подраздел включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (7)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Величина коэффициента (k_T) принимается как 15% от стоимости материала.

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Материальные затраты проекта

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Z_M), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
Блокнот	рубль	3	3	3	100	300	300	300
Ручка	рубль	10	10	10	21	210	210	210
Бумага	рубль	2	2	2	550	1100	1100	1100
Флеш-карта	рубль	1	1	1	670	670	670	670
Итого						2280	2280	2280

По данным из приведенной выше таблицы можно судить о материальных затратах проекта.

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 4.10

Таблица 4.10 – Расчет затрат на специальное оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Количество			Цена за единицу, руб.	Затраты на материалы, (Z_M), руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	ПО Microsoft office	1	1	1	4100	4100	4100	4100

2.	ПО Microsoft Visio	1	1	1	7200	7200	7200	7200
3.	ПО Windows 10 Pro	1	1	1	20800	20800	20800	20800
4.	Антивирус Kaspersky	1	1	1	2850	2850	2850	2850
	Компьютер	1	1	1	26000	26000	26000	26000
	Принтер (МФУ)	1	1	1	6500	6500	6500	6500
	Картридж для принтера (ч/б)	1	1	1	3280	3280	3280	3280
	Электроэнергия кВт*ч				3,85	962,5	1155	1347,5
Итого						71692,5	71885	72077,5

По представленной выше таблице можно судить о затратах проекта на специальное оборудование.

4.3.3 Расчет амортизации специального оборудования

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

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (4.5)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m, \quad (4.6)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.; m – время использования, мес.

Таблица 4.11 – Затраты на оборудование

	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб.
	ПЭВМ	1	3	30	30
Итого		30 тыс. руб.			

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

тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемые ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20-30% от тарифа или оклада.

Месячный должностной оклад для руководителя:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 30000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 58\,500 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад для инженера:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p = 25000 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 48\,750 \text{ руб.}$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска);

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дней $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-

технического персонала, раб. дн. (таблица 4.11).

Таблица 4.12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Инженер	Научный руководитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней, Выходные дни/Праздничные дни	104/14	104/14
Потери рабочего времени отпуска, невыходы на работу	24/7	24/7
Действительный годовой фонд рабочего времени	216	216

Таким образом, для инженера и руководителя соответственно:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{58500 * 11,2}{216} = 3033,3 \text{ руб.},$$

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} * M}{F_{\text{д}}} = \frac{48750 * 11,2}{216} = 2527,8 \text{ руб.},$$

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}},$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

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

Для руководителя и инженера соответственно:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 2527,8 * 11 = 27\,806 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} * T_{\text{р}} = 3033,3 * 63 = 191\,098 \text{ руб.}$$

Таблица 4.13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$Z_{\text{тс}}$, руб	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб	$T_{\text{р}}$, раб. дн	$Z_{\text{осн}}$, руб
Руководитель	9000	2	,3	,2	6550	932,2	1	27806
Инженер	0000	2	,3	,2	9000	022,2	6	191098
Итого $Z_{\text{осн}}$, руб								2 18904

4.3.5 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Дополнительная заработная плата учитывает величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (4.11)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы, принятый на стадии проектирования за 0,15.

4.3.6 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяются по формуле:

– для руководителя:

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

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (27806 + 3614,8) = 9426 \text{ руб.}$$

– для инженера:

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

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot (191098 + 24842,7) = 64782 \text{ руб.}$$

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

4.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\sum \text{статей}) \cdot k_{\text{нр}} \quad (4.13)$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

Накладные расходы для исполнения¹ составили:

$$З_{\text{накл}} = \left(\text{сумма статей} \cdot \frac{1}{5} \right) \cdot k_{\text{нр}},$$

$$З_{\text{накл}} = 382825 \cdot 0,16 = 52846,56;$$

где $k_{пр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,1.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НИ «Повышение эффективности работы установки подготовки природного газа» по форме, приведенной в таблице 4.13. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 4.14 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		Примечание
		Текущий Проект	Исп.1	
1	Материальные затраты НИР	6246	6246	Пункт 1.3.1
2	Затраты на оборудование	2475	2475	
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	218904	160854	Пункт 1.3.2
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	28458	20911	Пункт 1.3.3
5	Отчисления во внебюджетные фонды	74208	54530	Пункт 1.3.4
6	Накладные расходы	52846,56	39202,56	Пункт 1.3.5
Бюджет затрат НИР		383137,56	323421,12	Сумма ст.4

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

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

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов

исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрена:

1) Установка низкотемпературной сепарации на базе клапанов с эффектом Джоуля-Томпсона;

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}},$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{тек.пр}} = 383137,56$ руб., $\Phi_{\text{исп1}} =$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = \frac{\Phi_{\text{исп1}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{323421,12}{383137,56} = 0,84$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр}} = \frac{\Phi_{\text{тек}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{383137,56}{383137,56} = 1$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по двум вариантам разработки Исп1 считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{ri}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.14).

Таблица 4.15 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования	Весовой коэффициент	Текущий проект	Исп.1
---------------------	---------------------	----------------	-------

Критерии	параметра		
1. Способствует росту производительности	0,25	5	3
2. Стабильность работы	0,2	4	4
3. Технические характеристики	0,2	5	3
4. Технологичность	0,2	5	4
5. Материалоёмкость	0,15	5	3
ИТОГО	1	4,8	3,4

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{\text{тек}} = 0,25 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,8$$

$$I_{p1} = 0,25 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,2 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 3,4$$

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

$$I_{\text{исп } i} = \frac{I_{p-\text{исп } i}}{I_{\text{финр } i}}$$

$$I_{\text{тек.пр}} = \frac{4,8}{1} = 4,8; I_{\text{исп1}} = \frac{3,4}{0,74} = 4,6.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности другого варианта с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.16).

Таблица 4.16 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.1
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,84
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,8	3,4
3	Интегральный показатель эффективности	4,8	4,6
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,86

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является текущий проект. Наш проект является более эффективным по сравнению с конкурентом.

4.5 Выводы по разделу финансовый менеджмент

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

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

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество дней для выполнения работ составляет 94 дня; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 63 дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 11 дней;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет **383137,56** руб;

4. Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

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

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,8, по сравнению с 3,6;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,8, по сравнению с 4,6, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б8Д		ФИО Браунагель Даниил Игоревич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	21.03.01 Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Обоснование технологических показателей эксплуатации фонтанных скважин на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования	<p>Объектом исследования являются месторождения на территории Западной Сибири. Рабочая зоной является территория месторождения Западной Сибири. Размеры помещения: размер кустовой площадки должны отвечать правилам технической и пожарной безопасности, в зависимости от количества скважин рассчитывается необходимый размер кустовой площадки, климатические условия умеренно-континентальные. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: фонтанирующая скважина, фонтанная арматура</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<p>1.ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования; 2.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение; 3.ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; 4.ГОСТ 12.1.012-2004 Вибрационная безопасность. Общие требования; 5.ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением; 6.ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля; 7.ГОСТ 12.1.009-2017 Электробезопасность. Термины и определения; 8.ГОСТ 12.4.011-89 Средства защиты работающих; 9.Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила</p>

	<p>безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; 10.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Анализ потенциальных вредных и опасных факторов при проведении полевых работ на участках фонда скважин и промысла нефтегазоконденсатных месторождений. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; – Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека; – Производственные факторы, связанные с неудовлетворительными метеорологические условия на открытом воздухе; – Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны; – Опасные вредные производственные факторы, связанные со световой средой; – Производственные факторы, связанные с электрическим током – Эксплуатация оборудования, работающих под давлением – Пожаровзрывобезопасность – Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека; – Механические травмы при основных видах работ; Мероприятия по борьбе с вредными производственными факторами в полевых условиях.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Анализ воздействия на селитебную зону (выбросы паров газа при аварии и выбросах вредных веществ); Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разлитие растворов и химических агентов); Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки в сточные воды); Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа и метанола). Решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации оборудования кустовой площадки;</p>

	<p>Выбор наиболее типичной ЧС; Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.); Техногенные аварии (выброс газа в атмосферу, отказ систем безопасности, нарушение контроля и управления оборудования, работающих под высоким давлением, пожары); Пожарная и взрывная опасность.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Д	Браунагель Даниил Игоревич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - сознательное отношение субъекта социальной деятельности к требованиям социальной необходимости, гражданского долга, социальных задач, норм и ценностей, понимание последствий осуществляемой деятельности для определенных социальных групп и личностей, для социального прогресса общества.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работам на производственных объектах допускаются лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний для работы в условиях Крайнего Севера и с учетом вредных и опасных производственных факторов, прошедшие соответствующее обучение, инструктаж и проверку знаний по безопасному ведению работ.

При работе в условиях крайнего севера, или регионах приближенным к условиям крайнего севера, к размеру заработной платы персонала добавляются так же определённые коэффициенты, согласно статьям трудового кодекса 316. районный коэффициент к заработной плате и 317. процентная надбавка к заработной плате, так же предоставления ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, согласно статье 321.

Рабочая смена оператора по добыче нефти и газа составляет 12 часов. Контроль над работой оборудования должен происходить всегда, то есть работы проводятся в две смены. Запрещен допуск к работе женщин и подростков, также сотрудников, не имеющих допуск к работе. Каждому оператору в обязательном порядке выдается 2 комплекта спецодежды. Оператор может устранять мелкие неполадки в работе установки, но запрещается допуск к устранению серьезных поломок. При обнаружении таковых незамедлительно сообщить сменному инженеру и вызвать бригаду ремонтников.

Рабочая зона оператора представляет собой кустовую площадку расположенную на определённом удалении от основного места пребывания. Кустовая площадка оборудована блоком управления погружного оборудования, автоматической групповой замерной установкой, а также сетью фонтанных арматур со специально установленными площадками для удобства и безопасности выполнения оператором необходимых технологических операций, согласно нормам технологического проектирования объектов сбора, транспортировки, подготовки нефти, газа и воды нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений.

5.2 Производственная безопасность

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные и опасные производственные факторы на рабочих местах, которые могут иметь место при выполнении данных видов работ, представленных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Подача метанола в возможные места образования гидратной пробки на промысле;	1. Неудовлетворительные метеорологические условия климата на открытом воздухе	ССБТ ГОСТ 12.1.005-88.
2. Работа с машинами и механизмами;	2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека	ГОСТ 12.1.007-76.
3. Установка и снятие заглушек.	3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016; СНиП 23-05-95

Продолжение таблицы 5.1

	4. Повышенная загазованность рабочей зоны	ОСТ 51.140-86
	5. Опасность поражения электрическим током	ГОСТ 12.1.009-2017
	6. Эксплуатация оборудования, работающих под давлением	ПБ 03-576-03
	7. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ Р 12.3.047-2012

5.3 Анализ потенциальных опасных и вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

5.3.1 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека

Эффективным способом предотвращения солеотложения в нефтепромысловом оборудовании, в том числе и при глушении скважин, является химический с использованием ингибиторов отложения солей. К ингибиторам относятся такие химические вещества, добавление которых в раствор неорганической соли резко замедляет процесс осадкообразования. Небольшое количество химических ингибиторов приводит к тяжелым отравлениям. ПДК для данного вещества указана в Таблице 5.2. При работе с фонтанной арматурой необходимо соблюдать требования техники безопасности согласно ГОСТ 13846-89

5.3.2 Производственные факторы связанные с неудовлетворительными метеорологическими условиями на открытом воздухе

Нормы производственного микроклимата установлены в ССБТ ГОСТ 12.1.005-88. Они едины для всех производств и всех климатических зон с некоторыми незначительными отступлениями .

В этих нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении.

Таблица 5.2 – Характеристики пожаро-, взрывоопасных и токсических свойств сырья, полупродуктов, готовой продукции и отходов производства [1]

Наименование сырья, полупродуктов, готовой продукции	Агрегатное состояние при рабочих условиях	Класс опасности ГОСТ 12.1.007-76	Температура, °С			Концентрационные пределы, % об.		Характеристика токсичности (воздействия на организм человека)	ПДК веществ в воздухе рабочей зоны (ГОСТ 12.1.005-88[12]), мг/м ³
			Вспышки	Воспламенение	Амвоспламенение	Ниж	Верх		
Газ природный	Газ	4	-191		537	5	15	Действует удушающе при незначительном, менее 18%, содержании O ₂ в воздухе. Вызывает расстройство нервной системы	300
ДЭГ	Жидкость	3	123	133 - 203	380	1.05	22.07	При приеме внутрь - яд. Возможны хронические отравления при вдыхании паров	10
Конденсат газа	ЛВЖ	4	<-40		287	1.4	7.7	Действует на центральную нервную систему. При длительном вдыхании паров в концентрациях значительно превышающих ПДК, появляется головокружение, тошнота, головная боль и слабость, а при значительных концентрациях может наступить отравление. Может вызвать заболевания: дерматит и экзема.	300
Керосин	ЛВЖ	4	28	25 - 105	230	1.8	8	Керосин является малоопасным продуктом. В помещениях для хранения керосина не допускается хранить кислоты, баллоны с кислородом и другие окислители.	300

В рабочей зоне кустовой площадки согласно ГОСТ 12.1.005-88 могут быть установлены оптимальные и допустимые микроклиматические условия [12].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 5.3, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года. Таблица 5.3 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровням 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

Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 3 применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года.

При обеспечении допустимых величин микроклимата на рабочих местах:

- перепад температуры воздуха по высоте должен быть не более 3° С;
- перепад температуры воздуха по горизонтали, а также ее изменения в течение смены не должны превышать:
- при категориях работ Ia и Ib – 4° С;

- при категориях работ Па и Пб – 5° С;
- при категории работ П – 6° С.

В соответствии с требованиями ст. 221 ТК Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работникам бесплатно выдаются сертифицированные специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты.

5.3.3 Повышенная загазованность рабочей зоны в помещении

Для контроля загазованности должны проводиться замеры воздушной среды в производственных помещениях, а при появлении загазованности - приниматься меры по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м³ (Таблица 5.2) работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

По всей площади кустовой площадках установлены газоанализаторы, в спутнике установлены приточно-вытяжные системы вентиляции с механическим и естественным побуждением.

Для защиты от воздействия природного газа, действующего удушающе в больших концентрациях, используют следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующий противогаз с коробкой марки АХ или В, изолирующие противогазы марки РКК-1 и КИП-7.

5.3.4 Опасные вредные производственные факторы, связанные со световой средой

Для обеспечения комфортного освещения разработаны и выполнены следующие мероприятия: рабочие места объекты подходы к ним, проходы в темное время суток освещены, искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок ПУЭ и

строительных норм и правил, уровень освещенности рабочих мест соответствует отраслевым нормам проектирования искусственного освещения объектов. В производственных помещениях предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Замеры уровня освещенности проводится не реже одного раза в год, а также после реконструкции помещений и систем освещения

Освещение должно обеспечиваться коэффициентом естественного освещения не ниже 1,0 %. Естественное и искусственное освещение в помещениях регламентируется нормами СанПиН 2.2.1/2.1.1.2585-10 в зависимости от характера зрительной работы. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300-500 лк. Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 кд/м².

5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.009-2017 [7].

Согласно приказу Минтруда России от 15.12.2020 N903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», установлено 5 квалификационных групп по электробезопасности, каждая из которых предусматривает соответствующий объем требований в отношении профессиональных знаний, стажа работы в электроустановках и практических навыков, представленных в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Группы по электробезопасности электротехнического персонала и условия их присвоения

Группа по электробезопасности		II	III	IV	V	
Минимальный стаж работы в электроустановках мес.	персонал организаций имеющих	основное общее образование	Не требуется	3 в предыдущей группе	6 в предыдущей группе	24 в предыдущей группе
		среднее полное образование		2 в предыдущей группе	3 в предыдущей группе	12 в предыдущей группе
		начальное профессиональное и высшее профессиональное (техническое) образование		2 в предыдущей группе	3 в предыдущей группе	6 в предыдущей группе
		высшее профессиональное (техническое) образование в области электроэнергетики		1 в предыдущей группе	2 в предыдущей группе	3 в предыдущей группе
	практиканты	начальных профессиональных учебных заведений	Не требуется	6 в предыдущей группе	-	-
		высших учебных заведений и техникумов		3 в предыдущей группе	-	-
Требования к персоналу		1. Элементарные технические знания об электроустановке и ее оборудовании. 2. Отчетливое представление об опасности	1. Элементарные познания в общей электротехнике. 2. Знание электроустановки и порядка ее технического	1. Знание электротехники в объеме специализированного профессионально-технического училища.	1. Знание схем электроустановок, компоновки оборудования технологических процессов производства.	

	<p>электрического тока, опасности приближения к токоведущим частям.</p> <p>3. Знание основных мер предосторожности при работах в электроустановках.</p> <p>4. Практические навыки оказания первой помощи пострадавшим</p> <p>5. Работники с основным общим или со средним полным образованием должны пройти обучение в образовательных организациях в объеме не менее 72 часов</p>	<p>обслуживания.</p> <p>3. Знание общих правил охраны труда, в том числе правил допуска к работе, правил пользования и испытаний средств защиты и специальных требований, касающихся выполняемой работы.</p> <p>4. Умение обеспечить безопасное ведение работы и вести надзор за работающими в электроустановках.</p> <p>5. Знание правил освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи пострадавшим на производстве и умение практически ее оказывать</p>	<p>2. Полное представление об опасности при работах в электроустановках.</p> <p>3. Знание Правил, правил технической эксплуатации электрооборудования, правил пользования и испытаний средств защиты, устройства электроустановок и пожарной безопасности в объеме занимаемой должности.</p> <p>4. Знание схем электроустановок и оборудования обслуживаемого участка, знание технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ.</p> <p>5. Умение проводить инструктаж, организовывать безопасное проведение работ,</p>	<p>2. Знание настоящих Правил, правил пользования и испытаний средств защиты, четкое представление о том, чем вызвано то или иное требование.</p> <p>3. Знание правил технической эксплуатации, правил устройства электроустановок и пожарной безопасности в объеме занимаемой должности.</p> <p>4. Умение организовать безопасное проведение работ и осуществлять непосредственное руководство работами в электроустановках любого напряжения.</p> <p>5. Умение четко обозначать и излагать требования о мерах безопасности при проведении инструктажа</p>
--	--	---	--	---

			<p>осуществлять надзор за членами бригады.</p> <p>6. Знание правил освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи и умение практически оказывать ее пострадавшему.</p> <p>7. Умение обучать персонал правилам охраны труда, практическим приемам оказания первой помощи пострадавшим на производстве и умение практически ее оказывать</p>	<p>работников.</p> <p>6. Умение обучать персонал правилам охраны труда, практическим приемам оказания первой помощи пострадавшим на производстве и умение практически ее оказывать</p>
--	--	--	--	--

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на кустовых площадках применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, изоляцию проводников, токоведущие сети располагают на высоте или применяют ограждения, блокировки, сигнализацию, голые электропровода, шинопроводы, щиты управления помещают в специальные ящики, шкафы или закрывают сплошными или сетчатыми ограждениями.

Для обслуживания электроустановок применяют следующие индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, оперативные штанги, изолирующие и измерительные клещи, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения; дополнительно применяются: диэлектрические галоши (ботинки), резиновые коврики, дорожки и изолирующие подставки.

Для защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом.

5.3.6 Эксплуатация оборудования, работающих под давлением

Основная опасность при эксплуатации сосудов под давлением - возможность их разрушения под действием давления рабочей среды.

Наиболее частыми причинами аварий и взрывов сосудов, работающих под давлением, являются несоответствие конструкции максимально допустимому давлению и температурному режиму, превышение давления сверх предельного, потеря механической прочности аппарата (коррозия, внутренние дефекты металла, местные перегревы), несоблюдение установленного режима работы, отсутствие необходимого технического надзора, ошибочные действия обслуживающего персонала.

Требования безопасности, предъявляемые к устройству, изготовлению и эксплуатации сосудов, работающих под давлением, определены

"Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" ПБ 03-576-03 [9]. К сосудам, на которые распространяются эти правила, относятся: сосуды, работающие под избыточным давлением свыше 0,07 МПа (0,7 кгс/см²); баллоны, предназначенные для перевозки и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа, сосуды, работающие под давлением воды с температурой выше 115°С или другой жидкости с температурой, превышающей температуру кипения при давлении 0,07 МПа.

5.3.7 Пожаробезопасность и взрывобезопасность

Все мероприятия проводятся согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [8]. На газовом промысле взрывоопасен природный газ, его концентрация в рабочей зоне не должна превышать 15 %об. (таблица 5.2). Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

Проведение пожароопасных работ (электро- и газосварка, бензорезка, паяльные работы, работа с электроинструментом и др.) на газовых объектах осуществляется только после оформления наряда-допуска на выполнение работ повышенной опасности.

Таблица 5.5 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа

На кустовых площадках пожаротушение всех зданий и сооружений осуществляется от кольцевой сети надземного водопровода диаметром 250 мм через незамерзающие пожарные гидранты, установленные также надземно согласно СП 231.1311500.2015.

Все здания предусмотрены третьей степени огнестойкости согласно СНиП 21-01-97. В зданиях с помещениями категории «А» предусмотрены наружные легко сбрасываемые конструкции, площадь которых составляет не менее 0,05 м² на 1 м³ объема взрывоопасного помещения.

Производственные и служебные помещения, технологическое оборудование укомплектовано необходимыми первичными средствами пожаротушения согласно нормам.

5.4 Экологическая безопасность

Особое отрицательное воздействие на природные ресурсы и компоненты окружающей среды оказывают вредные факторы, представленные в таблице 5.4, где также описаны основные природоохранные мероприятия.

Таблица 5.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации систем подачи химических веществ

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосферный воздух	Выбросы продуктов сгорания природного газа	Тщательный контроль за оборудованием
Вода и водный объект	Загрязнение промышленными стоками	Подготовка промышленных стоков
	Загрязнение бытовыми стоками	Созданы очистные сооружения для бытовых стоков (канализационные устройства)
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы химическими веществами	Отправление отходов на полигон для их дальнейшей утилизации.
	Засорение почвы производственными и бытовыми отходами	Отходы производства направляются на переработку и обезвреживание.

5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Атмосферный воздух в районе НГКМ загрязняется главным образом такими вредными веществами как окись углерода и окислы азота, содержащимися в продуктах сгорания природного газа, используемого для собственных нужд с целью получения тепловой и электрической энергии, энергии для работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций; для сжигания загрязненных промысловых стоков на горизонтальных факельных установках (ГФУ).

Основные мероприятия, проводимые на месторождениях Западной Сибири по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха включают и себя:

- контроль выхлопных газов автотранспорта на дымность, содержание окиси углерода с целью последующей регулировки двигателей для снижения концентрации вредных веществ в выбросах до нормативных величин;

– контроль дымовых газов котельных, технологических печей и других стационарных источников выбросов на содержание окиси углерода, окислов азота для установления оптимальных режимов сжигания природного газа и уменьшения концентрации указанных вредных веществ;

– утилизацию промстоков путем закачки их в поглощающие горизонты вместо сжигания с природным газом на ГФУ.

5.4.2 Мероприятия по охране водных объектов

К основным источникам загрязнения водоемов относятся неочищенные хозяйственно-бытовые стоки, промстоки, образующиеся при добыче и подготовке природного газа, содержащие метанол, диэтиленгликоль, нефтепродукты, компоненты пластовой воды, а также ливневые стоки загрязненные вредными веществами, находящимися в атмосферном воздухе и почве.

Эффективность очистки сточной воды на КОСах постоянно контролируется работниками технологической (ПХБЛ) и ведомственной лаборатории охраны окружающей среды (НИЛ ООСиПС Управления НИПР)

Регулярному контролю подвергается вода Обской губы, являющейся источником питьевого водоснабжения объектов компании.

5.4.3 Мероприятия по охране литосферы

Почвы в условиях Западной Сибири способны в значительной степени аккумулировать загрязняющие вещества, что ведет к загрязнению поверхностных вод и представляет серьезную угрозу загрязнения природных водоемов. Так, например, углеводородные загрязнители (нефтепродукты) - стойкие химические соединения, способные длительное время сохраняться в различных природных средах.

С целью предотвращения загрязнения почв компания осуществляет следующие мероприятия:

- планомерно проводит биологическую рекультивацию нарушенных земель посевом, специально разработанной для условий НГКМ, универсальной травосмеси;

- хранение горюче-смазочных материалов, метанола, диэтиленгликоля производится в емкостях, установленных на бетонированных площадках с надежной гидроизоляцией и обваловкой;

- передвижение по тундре тяжелой техники разрешается только в зимней период; ведомственной лабораторией предприятия (НИЛ ООСиПС) планомерно производится контроль экологического состояния территории промысла, промзоны, жилых поселков.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На нефтяном промысле велика угроза выброса горючего природного газа вследствие неисправности применяемого оборудования, применения неправильных и опасных приемов работы, неудовлетворительной постановки обучения и инструктажа рабочих, не использования защитных средств и приспособлений по технике безопасности, что может привести к возгоранию и, впоследствии, к взрыву.

В связи с этим необходимо категорически запрещать курение в производственных помещениях и на территории кустовой площадки; производство огневых работ допускать только по специальному письменному разрешению; не разрешать проверять зажигание "на искру" во взрывоопасных помещениях; в случае выхода из строя постоянного взрывобезопасного освещения разрешать пользоваться только взрывобезопасными фонарями шахтного типа; ремонт электропроводки и смена ламп во взрывоопасных помещениях разрешать только при обесточенной линии; категорически запрещать определять утечки или наличие газа в помещении при помощи огня; при производстве работ во взрывоопасных помещениях запрещать применение ударных стальных слесарных и кузнечных инструментов; ударные инструменты должны быть

изготовлены из цветных металлов (медь, латунь, бронза); запрещать хранение в производственных помещениях промасленных обтирочных материалов, т.к. возможно их самовозгорание.

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения. На основе проведенного анализа с помощью специальных методик выявляются потенциально опасные производственные объекты и на основе этого прогнозируются последствия воздействия возможных ЧС на население и подведомственные территории. Отталкиваясь от полученных результатов, осуществляется выбор, обоснование и реализация направлений деятельности обеспечения защиты населения и территории предприятия. К ним относятся:

- организация защиты населения и его жизнеобеспечения в ЧС;
- обеспечение устойчивости работы хозяйственных объектов в ЧС;
- организация аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах заражения.

5.6 Вывод по разделу социальная ответственность

При производственных работах в нефтегазовой отрасли необходимо руководствоваться законодательными и нормативными актами Российской Федерации, субъектов Российской Федерации, строительными нормами и правилами, государственными стандартами Российской Федерации, сводами правил, а также иными федеральными нормативными документами, регулирующими деятельность в области производства инженерных изысканий.

Соблюдение техники безопасности труда при производстве в нефтегазовой отрасли, является неотъемлемой частью всего комплекса работ.

Следует отметить, что не соблюдение правил безопасности ведения работ влечет за собой негативные последствия для жизни и здоровья человека.

Каждая организация уделяет особое внимание на соблюдение этих норм и правил, а также социальную поддержку работников компании.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проведен анализ геолого-промысловых условий фонтанирования скважин, рассмотрено понятие пластовой энергии а так же сил, действующие в нефтяных залежах, механизм взаимодействия фаз при движении многофазной жидкости в подъемнике а так же изучили факторы влияющие на производительность фонтанирования скважин. Нами были рассмотрены ряд факторов влияющих на производительность скважин, а именно категории: А1, А2, А3, М1, М2, М3, С1, С2, С3, К1, К2, К3, выявлен ряд мероприятий по борьбе и предупреждению данных осложнений.

Представлены технологические особенности эксплуатации фонтанных скважин и ее вывод на режим. Главной особенностью вывода на режим фонтанной скважины, является отсутствие каких-либо ограничений или требований к притоку, достаточному для охлаждения оборудования, как в случае механизированной эксплуатации. Рассмотрели ряд технических устройств при фонтанной эксплуатации скважин, обязательным условием является их соответствие требованиям согласно: ГОСТ 12846-89, ГОСТ 30196-94, ГОСТ 633-80.

Смоделирован процесс фонтанной эксплуатации на месторождении Х (Приложение 1-2). Произвели расчет подбора необходимого оборудования для фонтанной эксплуатации скважин, при различных геологических условиях. При расчете фонтанного подъемника при фонтанировании по 62-мм колонне вычислили, КПД подъемника $\eta = 0,95$ а общее КПД фонтанирования составило $\eta_{\text{общ}} = 0,6$. Определили диаметр штуцера фонтанной арматуры при $Q_{\text{ж}} = 200 \text{ м}^3/\text{сут}$, $P_{\text{уст}} = 3,5 \text{ МПа}$, $P_{\text{бок.в.}} = 1,5 \text{ МПа}$, диаметр штуцера составил $d_{\text{шт}} = 7,67 \text{ мм}$. При расчёте труб НКТ, мы имеем двухступенчатую конструкцию, из этого следует, что первая секции труб должна состоять из труб большего диаметра. Примем за 1-ю секцию гладкие НКТ 48x4 из стали группы прочности «Д» ($\sigma = 380 \text{ МПа}$). Для верхней

секции берем больший размер НКТ 60X5 мм. При выполнении условия $P_{\phi} < P_{вн}$, делаем вывод, что выбранная нами ступенчатая колонна НКТ проходит как по условию прочности, так и по внутреннему давлению для заданного условия скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

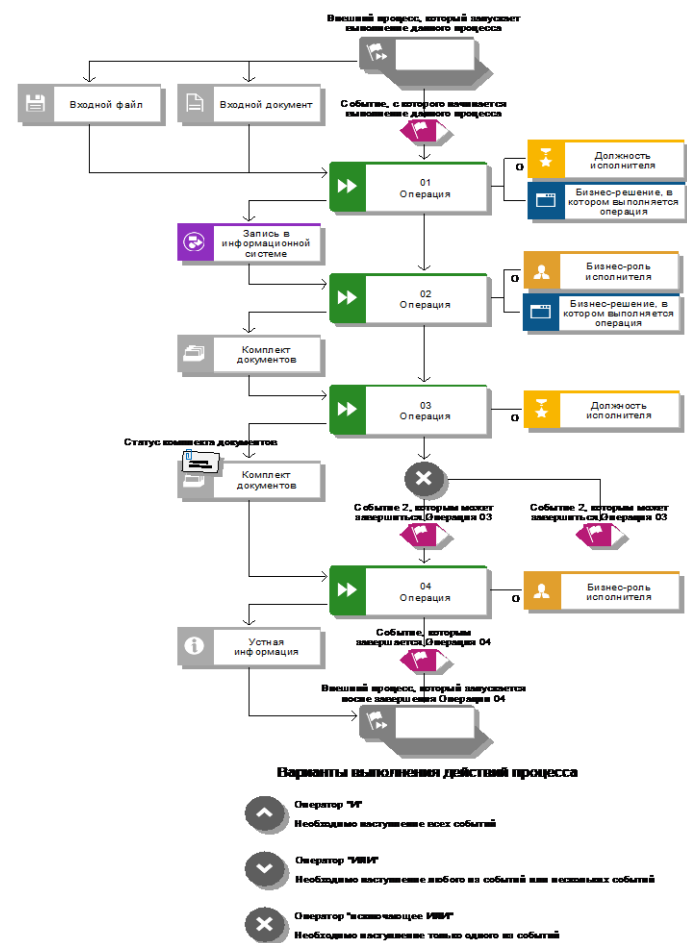
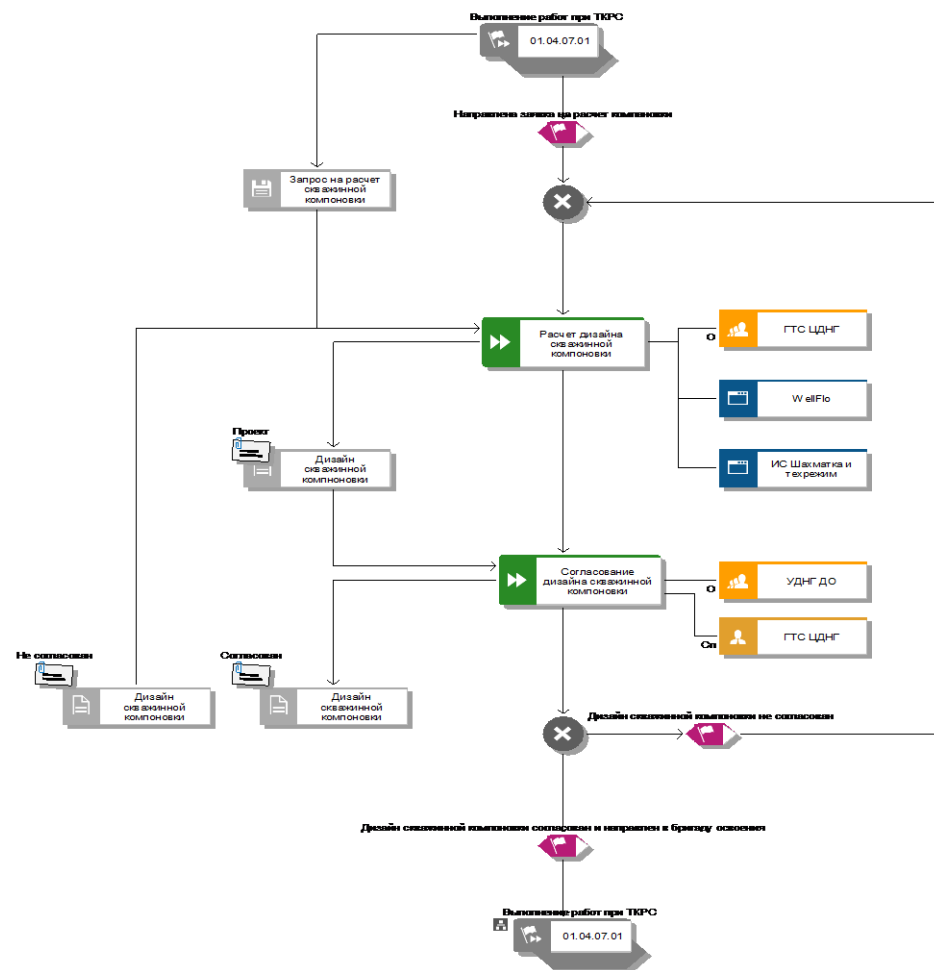
1. Мамбетов А. А. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: конспект лекций для студентов. [Электронный ресурс]. / А.А. Мамбетов – Бишкек: изд-во Институт горного дела и горных технологий им.академика У. Асаналиева, 2011 – 42 с.(дата обращения)
2. «Черное золото» Баку [Электронный ресурс] //Дилетант. – 2017. Режим доступа: <https://diletant.media/articles/35257769/#:~:text=В%201846%20году%20на%20Апшероне,время%20считалась%20первой%20в%20мире> (дата обращения)
3. «Большая нефть» Сибири – путь подвига и вдохновения. [Электронный ресурс] // Regnum – 2017. Режим доступа: <https://regnum-ru.turbopages.org/regnum.ru/s/news/2252093.html>
4. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – Москва ; Вологда : Инфра – Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. – 4е изд., стереотипное. Перепечатка с третьего издания 1982 г. – М.: ООО ТИД «Альянс», 2005. – 311 с.
6. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / Н.Э. Пулькина, С. В. Зими́на; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 202 с.
7. Энергетическая характеристика залежей нефти и газа [Электронный ресурс] // Нефтемагнат – 2016. Режим доступа: <https://www.neftemagnat.ru/enc/14>
8. Лобанов А.И. Повышение эффективности эксплуатации обводняющихся скважин при добыче тяжелых и высокопарафинистых нефтей фонтанным и газлифтным способом: автореферат, диссертация: защищена 02.12.2010

9. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н. М., Чарный И. А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. - Москва- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 416 стр.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2012 – 816с.
11. ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» Методические указания по работам при эксплуатации скважин фонтанным способом М-01.02.01.01-01
12. В.Е. Косарев Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика». – Казань: Казанский государственный университет, 2009. - 145 с.
13. Технологический режим работы фонтанных скважин. [Электронный ресурс] // StudBooks – 2015. Режим доступа: https://studbooks.net/569830/geografiya/tehnologicheskij_rezhim_raboty_fontann_yh_skvazhin
14. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. Часть 2 / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012 -272 с.
15. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М.: 2004. – 520с.
16. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа: учеб. Практ. Пособ. / А.И. Снарев. – изд. 3-е, доп. – Москва: Инфра-Инженерия, 2010. – 232 с.: ил.
17. Белоцерковский, В.И. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб/ В.И. Белоцерковский, А.Е. Сароян, В.Ф. Кузнецов, В.Н. Пчелкин, 2010. – 112 с.

18. ГОСТ 13846-89. Фонтанная арматура и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции
19. ГОСТ 30196-94 – Головки колонные. Типы, основные параметры и присоединительные размеры
20. ГОСТ 633-80 – Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
21. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования.
22. СП 52.13330.2016 Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
23. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения.
25. ГОСТ Р 12.3.047-2012 «Пожарная безопасность технологических процессов». Общие требования. Методы контроля.
26. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
27. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
28. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
29. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
30. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
31. ГОСТ 12.0.003-15 «Опасные и вредные производственные факторы». Классификация;
32. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».

Приложение 1

Схема 1 – Модель процесса «01.02.01.01-01 Расчет дизайна скважинной компоновки»



Приложение 2

Схема 2 – Модель процесса «01.02.01.01-02 Эксплуатация скважин фонтанным способом»

