

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  |
|--|
| <b>Адресная доставка химических реагентов для нефтяных и газовых скважин</b> |

УДК 622.244.4:543-4

Студент

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б8Д   | Бальжинимаев Бато Баирович |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                  | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------------|------------------------|---------|------|
| доцент    | Боев Артем Сергеевич | к.х.н.                 |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность               | ФИО                   | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------|-----------------------|------------------------|---------|------|
| доцент ОСГН ШБИП<br>ТПУ | Кашук 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 |                        |         |      |

**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  |

| Категория компетенций        | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции  |
|------------------------------|--|--|
|                              |  | <p>И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы</p> <p>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</p> <p>И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля</p>   |
| Командная работа и лидерство | УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде   | <p>И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели</p> <p>И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели</p> <p>И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата</p> <p>И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели</p> <p>И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений</p> |
| Коммуникация                 | УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах) | И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия  |

| Категория компетенций        | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции   |
|------------------------------|--|---|
|                              |  | <p>И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p>И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p> |
| Межкультурное взаимодействие | УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах | <p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения</p>   |

| Категория компетенций   | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции  |
|---|--|--|
|   |  | <p>исследовании; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>  |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение) | УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни | <p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p> |
| Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение) |  | И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма  |

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

**Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

| Категория компетенций                    | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции  |
|--|--|--|
| <p>Применение фундаментальных знаний</p> | <p>ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания</p> | <p>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</p> |
|  |  | <p>И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности</p>  |
|  |  | <p>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</p>                              |
|  |  | <p>И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии</p>  |
|  |  | <p>И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач</p>                                 |
|  |  | <p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p>  |
|  |  | <p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p>  |

|   |   |   |
|---|---|---|
| Техническое проектирование                | ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений | И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы  |
|   |   | И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные |
|   |   | И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам  |
|   |   | И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ  |
| Когнитивное управление                    | ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента   | И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности           |
|   |   | И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента  |
|   |   | И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении  |
|   |   | И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства   |
| Использование инструментов и оборудования | ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные   | И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве  |
|   |   | И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы  |



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

**Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения**

| Область и сфера профессиональной деятельности                   | Задача профессиональной деятельности  | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта   | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции   |
|---|---|---|--|---|
| <b>Тип задач профессиональной деятельности: технологический</b> |   |   |  |   |
| 19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа            | 1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья<br><br>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);<br><br>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<br><br>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);<br><br>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»                  | ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности | И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности   | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта   | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции  |
|---|--|---|--|--|
|   | <p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p> | <p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>                       | <p>ПК(У)-3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p> | <p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>   |
|   | <p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>   | <p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> | <p>ПК(У)-4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>                                 | <p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p> |
|   | <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>   | <p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> | <p>ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>   | <p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и</p>   |

| Область и сфера профессиональной деятельности | Задача профессиональной деятельности  | Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта   | Код и наименование компетенции   | Индикаторы достижения компетенции   |
|---|---|---|--|---|
|   |   | <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>  |  | газовых месторождений углеводородного сырья   |
|   | <p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p> | <p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> | 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 нефтегазопромыслового 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   | Бальжинимаев Бато Бирович |

Тема работы:

|  |                       |
|--|-----------------------|
| <b>Адресная доставка химических реагентов для нефтяных и газовых скважин</b> |                       |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                  | 68-67/с от 09.03.2022 |

|  |  |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: |  |
|--|--|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|   |   |
|---|---|
| <b>Исходные данные к работе</b>   | Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.   |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Рассмотреть технологические операции и виды осложнений, на которые можно воздействовать с помощью адресной доставкой реагентов (в полимерных шашках);</li> <li>2. На примере всех видов освоения скважин оценить область и целесообразности применения полимерных шашек с газогенерирующим составом разрабатываемых ООО «Бурэфективность»;</li> </ol> |

|   |  |
|---|--|
|   | 3. Сформировать техническое задание для лабораторных испытаний полимерных пашек с пеногазогенерирующим составом представленных на рынке РФ.<br>4. Финансовый менеджмент<br>ресурсоэффективность<br>ресурсосбережение;<br>5. Социальная ответственность |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>                       |  |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                         | Доцент ОСГН ШБИП ТПУ, Кащук Ирина Вадимовна  |
| Социальная ответственность  | Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович   |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> |  |
|   |  |
|   |  |

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
|--------|----------------------------|---------|------|
| 2Б8Д   | Бальжинимаев Бато Баирович |         |      |

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**КРС** – капитальный ремонт скважины;

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**ЖГ** – жидкость глушения;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 100 страниц, в том числе 11 рисунка, 24 таблиц. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: адресная доставка химических реагентов, освоение скважин, водорастворимые шашки, борьба с осложнениями.

Объектом исследования являются водорастворимые полимерные шашки

Цель исследования – анализ области применения адресной доставки химических реагентов для нефтяных и газовых скважин

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена определенная ниша применимости водорастворимых химических шашек в качестве одного из способов воздействия на существующие технологические операции, проводимые на добывающих скважинах и некоторые виды борьбы с осложнениями факторами при эксплуатации скважин.

Также была оценена целесообразность применения вызова притока с помощью пеногазогенерирующих составов и было сформулировано техническое задание для лабораторных испытаний лабораторных испытаний полимерных шашек с пеногазогенерирующим составом представленных на рынке РФ.

Область применения: нефтяные и газовые скважины, капитальный ремонт скважин, вызов притока из продуктивного пласта.

Потенциальная экономическая эффективность связана с применением в качестве одного из методов вывода скважин на режим после бурения или после текущего и капитального ремонта скважин

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 20 |
| 1 ЗАМЕНА АДРЕСНОЙ ДОСТАВКОЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ<br>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ .....            | 27 |
| 1.1 Технологические операция.....  | 27 |
| 1.1.1 Удаление воды при самоглушении газовых скважин .....   | 27 |
| 1.1.2 Облегчение жидкости глушения при выводе скважины на фонтанный<br>способ добычи .....                 | 32 |
| 1.2 Осложнения, решаемые адресной доставкой химических реагентов .....                                     | 33 |
| 1.2.1 Снятие скин-фактора в призабойной зоне пласта полимерными шашками<br>с сухокислотными составами..... | 33 |
| 1.2.2 Снижение капиллярных сил.....  | 35 |
| 1.3 Устройства для ввода в скважину химических шашек .....   | 37 |
| 2 ОБЛАСТЬ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АДРЕСНОЙ<br>ДОСТАВКИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН     | 34 |
| 2.1.1 Освоение заменой жидкости глушения на более легкую .....   | 43 |
| 2.1.2 Освоение с помощью воздушной подушки.....  | 38 |
| 2.1.3 Постепенное снижение высоты .....  | 44 |
| 2.1.4 Свабирование.....  | 44 |
| 2.1.5 Освоение с применением газообразных веществ .....  | 46 |
| 2.1.6 Освоение двухфазными пенами .....  | 47 |
| 2.1.7 Освоение с применением газообразных веществ .....  | 48 |
| 2.2 Освоение пеногазогенерирующими составами .....   | 53 |
| 3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ<br>ПОЛИМЕРНЫХ ШАШЕК С ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИМ СОСТАВОМ           |    |

|  |    |
|--|----|
| ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА РЫНКЕ РФ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН .....  | 55 |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..   | 65 |
| 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения ..... | 65 |
| 4.1.2 SWOT-анализ.....   | 67 |
| 4.2 Планирование научно-исследовательских работ .....  | 55 |
| 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования .....   | 69 |
| 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....  | 70 |
| 4.3 Бюджет исследования .....  | 73 |
| 4.3.1 Расчет материальных затрат исследования .....  | 73 |
| 4.3.2 Расчет амортизации специального оборудования .....   | 73 |
| 4.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы.....  | 74 |
| 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды .....   | 75 |
| 4.3.5 Накладные расходы. Формирование бюджета исследования .....   | 76 |
| 4.3.6 Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....               | 77 |
| 4.4 Выводы по разделу.....   | 79 |
| 5 Социальная ответственность .....   | 82 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....  | 82 |
| 5.2 Производственная безопасность .....  | 84 |
| 5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария) .....             | 84 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5.3.1 | Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды .....        | 84 |
| 5.3.2 | Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека ..... | 86 |
| 5.3.3 | Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения  | 86 |
| 5.3.4 | Повышенная загазованность рабочей зоны.....  | 87 |
| 5.3.5 | Производственные факторы, связанные с электрическим током. ....  | 87 |
| 5.3.6 | Эксплуатация оборудования, работающих под давлением.....   | 89 |
| 5.3.7 | Пожаробезопасность и взрывобезопасность.....   | 89 |
| 5.4   | Экологическая безопасность.....  | 91 |
| 5.4.1 | Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....   | 91 |
| 5.4.2 | Мероприятия по охране водных объектов .....  | 91 |
| 5.4.3 | Мероприятия по охране литосферы .....  | 92 |
| 5.5   | Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....   | 92 |
| 5.6   | Выводы по разделу социальная ответственность.....  | 93 |
|       | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 94 |
|       | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....   | 96 |

## **ВВЕДЕНИЕ**

Современная нефтегазовая промышленность представляет сложный производственный цикл начиная от поиска и разведки целевого сырья нефти и газа, бурения и строительства скважин с последующей добычей, подготовкой, транспортировкой и переработкой углеводородов для нужд потребителей.

На данной цепочке создания ценности возникают различные осложнения вызванные различными природными, климатическими, геолого-физическими неопределенностями и иными факторами в значительной степени снижающую экономическую эффективность нефтегазовой отрасли.

Предметом рассмотрения в данной работе является адресная доставка реагентов на забой скважин, а также управляемое воздействие реагентами на любом отрезке ствола скважины. Использование адресной доставки позволяет доставлять различные реагенты (ПАВ, сухокислотные составы, пеногенерирующие составы и газогенерирующие композиции), что в свою очередь позволяет работать в определённой нише и снимать осложнения, связанные с очисткой призабойной зоны пласта, «выброса» воды из газовых скважин, облегчения жидкости глушения (способствуя вызову притока в скважине).

Если затрагивать раздел добычи и эксплуатации углеводородов, важную роль играет вызов притока скважины после бурения или капитального ремонта скважин (КРС), перед недропользователем стоит задача выбрать наиболее технологичный и экономически целесообразный способ, для условий данного месторождения.

Существуют несколько видов освоения скважин:

- свабирование;
- с помощью газообразных веществ;
- путем замены жидкости глушения на более легкую и др.

На ряду с другими способами освоения скважины, в рамках работы рассматриваем определённую нишу вызова притока посредством полимерных шашек с газогенерирующим составом.

Адресная доставка дает возможность решать определенные технологические задачи, связанные с капитальным ремонтом нефтяных и газовых скважин и обработкой призабойной зоны пласта.

Под адресной доставкой химических реагентов понимают целенаправленный ввод специальных составов, которые заложены в водорастворимые контейнеры в ПЗП, действие которых возможно в определённый промежуток времени с непосредственным контактом с водной средой.

Цель работы: анализ области применения адресной доставки химических реагентов для нефтяных и газовых скважин.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть технологические операции и виды осложнений, на которые можно воздействовать с помощью адресной доставкой реагентов (в полимерных шашках):

#### 1.1 технологические операции

- облегчение жидкости глушение при выводе на фонтан (замена свабирования) – полимерные шашки с газогенерирующим составом
- удаление воды из газовых скважин при самоглушении (замена продувки азотом, либо сброса на факел) – полимерные шашки с газогенерирующим или пеногенерирующим составом

#### 1.2 осложнения

- снятие скин-фактора околопризабойной зоне пласта – полимерными шашками с сухокислотными составами,
- изменение капиллярных сил в ПЗП – полимерными шашками с ПАВ;

2. На примере всех видов освоения скважин оценить область и целесообразность применения полимерных шашек с газогенерирующим составом разрабатываемых ООО «Бурэффektivность»;

3. Сформировать техническое задание для лабораторных испытаний полимерных шашек с пеногазогенерирующим составом представленных на рынке РФ.

# **1 ЗАМЕНА АДРЕСНОЙ ДОСТАВКОЙ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ И ОСЛОЖНЕНИЙ**

## **1.1 Технологические операция**

### **1.1.1 Удаление воды при самоглушении газовых скважин**

На поздних стадиях разработки газовых месторождений ухудшаются условия добычи углеводородного газа в силу ряда причин, одним из которых является накопление жидкости в ПЗП и колонне НКТ. Поздняя стадия характеризуется низкими пластовыми давлениями и низкими значениями дебитов добываемого флюида в следствие чего скорость поднимающегося газа не обеспечивает подъем накопленной жидкости на поверхность и с течением времени это приводит к самоглушению или самозадвливанию газовых скважин, добыча сырья прекращается [1].

На практике используют следующие технологии по удалению накопленной жидкости из газовых скважин [2]:

- Периодическая продувка ствола скважин;
- подъем колонны НКТ и изменение диаметра труб;
- плунжерный лифт;
- применение концентрических лифтовых колонн (КЛК);
- закачка сухого газа в межтрубное пространство;
- применение ПАВ.

Выделим основные преимущества и недостатки вышеизложенных методов по борьбе с самоглушением газовых скважин:

#### **Периодическая продувка скважины**

Продувка скважины осуществляется переводом скважины на горизонтальную факельную установку, в результате резкого снижения устьевого давления вся накопленная жидкость стремительно поднимается на поверхность. В итоге дебит и скорость газа в колонне увеличивается. На практике данный способ нашел широкое применение.

К преимуществам можно отнести быстроту и простоту способа, применяется как одна из вынужденных мер борьбы накоплением жидкости.

Недостатками периодической продувки скважин относят:

- кратковременность положительного эффекта и безвозмездные потери газа;
- загрязнение окружающей среды;
- разрушение цементного кольца, вследствие резких депрессий на ПЗП.

### **Замена колонны НКТ на трубы меньшего диаметра**

Уменьшение диаметра лифтовой колонны НКТ позволяет создать определенные условия для подъема накопленной жидкости из ствола скважины, увеличивая восходящую скорость газа. Но в настоящее время нет определенного и однозначного метода выбора диаметра лифтовой колонны для замены НКТ с целью борьбы самозадвливанием скважины [3].

При замене труб лифтовой колонны на меньший диаметр наблюдается стабильная работа скважины в течение 8-15 месяцев, однако после условия эксплуатации ухудшаются, которые не обеспечивают вынос воды из скважины [4].

Недостатки: высокая стоимость замены лифтовой колонны, высокие гидродинамические сопротивления внутри НКТ и ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП вследствие остановки и глушения скважины жидкостями капитального ремонта скважин.

### **Плунжерный лифт**

Одним из альтернативных способов удаления жидкости из ствола скважины является плунжерный лифт, работа которого осуществляется благодаря летающему клапану, который устанавливается в колонну НКТ.

Летающий лапан свободно перемещается в лифтовой колонне, достигая низа колонны ударяется о нижний ограничитель и закрывается. Под закрытом клапаном растет давление и достигнув определенного значения клапан начинает подниматься вместе с жидкостью, достигнув верха колонны ударяется о верхний



ограничитель и открывается. Начинается новый цикл подъема жидкости из ствола скважины.

Применение летающего клапана имеет следующие преимущества:

- для пуска в работу установки летающего клапана не требуется глушение скважины;
- относительная дешевизна оборудования;
- снижение количеств периодических продувок скважин с технологиями плунжерного лифта

К недостаткам данной технологии относят невозможность применения скважин с несносностью и сужением подъемника, трудность эксплуатации в зимний период из-за оледенения элементов установки.

### **Применение концентрических лифтовых колонн**

Одним из эффективных способов борьбы с накопленной жидкостью является технология концентрических лифтовых колонн (КЛК) которая заключается в установке дополнительной трубы меньшего диаметра, в результате добыча газа может вестись как по вновь спущенной трубе, так и через кольцевое пространство, после на устье два потока соединяются и поступают в шлейф.

Контроль потоками добываемого газа ведется через регулирующий клапан, задачами которого является изменение диаметра проходного сечения. При уменьшении размера проходного сечения скорость и объем газожидкостной смеси увеличивается, это позволяет создать условия по подъему накопленной жидкости в стволе скважины.

К недостаткам технологии КЛК относят [5]:

- высокую себестоимость КЛК;
- есть значительные потери давлений при использовании труб меньшего диаметра;

К плюсам технологии можно отнести установку КЛК без глушения скважин, что дает выигрыш во времени и сохранение ФЕС пласта, также есть возможность производить отбор газа по внутренней лифтовой колонне до конца эксплуатации месторождения без смены скважинного оборудования.

## **Закачка сухого газа в межтрубное пространство**

Закачка сухого газа основано на технологии газлифта, то есть закачки газа в скважину с целью насыщения и подъема газожидкостной смеси на поверхность. Газ закачиваю в кольцевое пространство и на забое объединяется в единый поток с пластовым газом, за счет этого увеличивается дебит, происходит подъем накопленной жидкости с забоя скважины.

Закачиваемый в скважину газ должен быть предварительно осушен и иметь положительную температуру во избежание образования газовых гидратов

При данном технологическом методе борьбы с жидкостью в скважине выделяют преимущества и недостатки:

- нет необходимости в глушении скважины;
- сложность с закачкой газов, так как он должен соответствовать

## **Применение ПАВ**

Самым технологически простым и экономически выгодным способом борьбы с заглушенной скважиной является применение жидких и твердых поверхностно-активных веществ с пенообразующимися системами [6].

По сравнению с жидкими ПАВ, твердые составы в виде стержней и пашек не требуют обвязки и опрессовки скважины техникой, закачивающей химические реагенты. Также применение твердых ПАВ для обработки самозадавленных скважин может осуществляться силами добывающей организации, без привлечения сторонних организаций и сил.

Приведем технологическую цепочку проведения обработки скважины твердыми ПАВ: перед тем как ввести скважину определённое количество химического реагента в виде стержней с пенообразующими составами необходимо перевести скважину на горизонтально факельную установку (ГФУ).

Затем через специальное устройство – лубрикатор сбрасывают стержни с ПАВ, которые достигнув забоя, растворяются, контактируя с газожидкостной смесью и водой и образуя пену. Вынос пены ведется через факельное устройство, после полного выброса пены скважину пускают в работу. Не успевшие раствориться в полном объеме стержни продолжают растворяться в зоне

успокоения механических примесей пластового флюида и выносятся с потоком газа, вынося жидкость [6].

К скважинам, на которых будет производиться обработка твердыми ПАВ выдвигают следующие технические условия [7]:

- диаметр НКТ от 89 мм до 169 мм;
- глубина ЗУМППФа не более 25 мм;
- герметичная лифтовая колонна без песчаных и гидратных пробок, также отсутствие в лифтовой колонне клапанов обтекателей, переводников и сужений;
- исправные буферные и шельфовые задвижки;
- наличие лубрикатора и наличие на устье специальной рабочей площадки.

Не мало важное значение для применимости твердых ПАВ выдвигаются к качеству самих твердых пенообразующих композиций, так как жидкость с ПАВ поступающая по шлейфам вместе с газом на установку комплексного подготовки газа в значительной степени осложняет сепарацию и осушку поступающего газа [6].

Введение твердых ПАВ имеет ряд основных преимуществ

- невысокая стоимость обработки газовых скважин;
- проведения мероприятий по спуску твердых стержней с ПАВ осуществляется силами недропользователя;
- технологическая и техническая простота метода по удалению накопленной жидкости.

Основными недостатками применения твердых ПАВ является сложность сепарации и осушки газа после применения ПАВ, также следует выделить зависимость пенообразования от минерализации пластовой воды, так как при высокой минерализации наблюдают низкое пенообразование [1].

### **1.1.2 Облегчение жидкости глушения при выводе скважины на фонтанный способ добычи**

Фонтанирующие скважины, заглушенные на время проведения КРС могут быть выведены на режим за счёт облегчения жидкости глушения на водной основе с помощью шашек с водорастворимой полимерной оболочкой, которые для данной задачи содержат пеногазогенерирующий состав. Происходит быстрое возбуждение газа при реакции состава с водой, жидкость глушения снижает свою плотность и энергии пласта становится достаточно для начала притока и последующего фонтанирования.

Глушение скважины – это технологический процесс по созданию противодействия на пласт с целью прекращения поступления пластового флюида в ствол скважины. Противодействие создается столбом жидкости с определенным значением плотности, обеспечивающей выравнивание гидростатического давления в системе «скважина-пласт»

Затронув жидкости глушения необходимо отметить, что от правильного выбора и подбора ЖГ зависит сохранность коллекторских свойств продуктивного пласта.

Ниже приведены основные требования, предъявляемые к жидкостям глушения [8]:

- обеспечение необходимого противодействия на продуктивный пласт;
- максимальное сохранение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта;
- иметь низкую коррозионную активность по отношению к обсадным колоннам и технологическому оборудованию;
- не оказывать влияние на результат геофизических исследований скважины;
- быть совместимой с другими технологическими жидкостями, используемые при КРС;

- быть термостабильной в конкретных применяемых условиях;
- должна быть взрыво- и пожаробезопасной.

На практике, условно, все жидкости глушения подразделяют на две группы: на водной и на углеводородной основе [8].

К первой группе относят различные водные растворы глин и минеральных солей, прямые эмульсии, гидрогели, пены, пластовые и пресные воды.

Ко второй группе относят товарные или загущенные нефти, известково-битумные растворы и обратные эмульсии с 70 % содержанием водной фазы.

## **1.2 Осложнения, решаемые адресной доставкой химических реагентов**

### **1.2.1 Снятие скин-фактора в призабойной зоне пласта полимерными шашками с сухокислотными составами**

В процессе бурения, строительства, вторичного вскрытия продуктивного пласта и эксплуатации скважины происходит снижение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта. Данное снижение ФЕС продуктивного пласта называют кольматацией или загрязнением призабойной зоны пласта.

Кольматация ПЗП вызвана рядом причин, такими как [9]:

- внедрение жидкости глушения в матрицу породы вовремя КРС;
- проникновение шлама, коррозии во время освоения или глушения скважины;
- деформирование горных пород при бурении;
- снижение проницаемости по нефти и воде
- снижение фазовой проницаемости по нефти
- снижение фазовых проницаемостей по нефти от водонасыщенности пласта при разработке месторождений;
- набухание глин при контакте пресной водой;
- выпадение солей и асфальтосмолопарафиновых отложений;

Для того чтобы оценить величину состояния загрязнения призабойной пласта в 1949 году учеными Ван - Эвердингом и Херстом было введено понятие «скин-эффект», как параметр падения давления при фильтрации флюида в кольматации ПЗП [10].

Сейчас для оценки состояния ПЗП применяет параметр «скин-фактор», который является комплексным параметром, характеризующим дополнительное фильтрационное сопротивление у призабойной зоны пласта, и является величиной безразмерной [11].

Для расчетов скин-эффекта применяют формулу Hawkins [11]:

$$S = \left(\frac{k}{k_d} - 1\right) \ln \frac{r_d}{r_w}, \quad (1.1)$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости удаленной зоны пласта;  $k_d$  – коэффициент проницаемости ПЗП;  $r_w$  - радиус скважины;  $r_d$  – радиус ПЗП.

Из формулы (1.1), следует что значение скин-фактор может принимать как положительное значение, так и отрицательное. Положительное значение скин-фактора указывает на загрязнение ПЗП, а отрицательное значение указывает на интенсификацию ПЗП химическим или механическим способом добычи. [12]

Чтобы снизить значение скин-фактора, при проведении освоения или после бурения скважин применяют кислотную обработку, называемую «кислотной ванной» для скважин с открытым забоем, с целью очистить ПЗП от глиняной и цементной корки, а также от продуктов коррозии и отложений карбонатных солей, выпавшие из пластовых вод. В качестве растворителя используют соляную кислоту с концентрацией от 15 % до 20 %.

Технология проведения кислотной ванны, следующая: через спущенную колонну НКТ, закачивают раствор соляной кислоты в скважину, при этом башмак колонны НКТ должен быть спущен до забоя или кровли продуктивного пласта. В среднем время обработки составляет около 16 часов. [13].

У данной обработки пласта есть значительный недостаток, страдает оборудование от агрессивной кислотной среды в основном колонна НКТ.

В качестве альтернативного решения данной проблемы минимизирования химической коррозии колонны НКТ при кислотной обработке ПЗП, в частности при проведении обработки кислотной ванной для снижения скин-фактора есть возможность использовать химические шашки с сухокислотными составами.

В опущенную колонну НКТ с устья будут вводить водорастворимыми шашки с сухокислотными составами, в качестве сухокислоты возможно применение сульфаминовой кислоты, которая по сравнению с соляной кислотой имеет более высокую фазовую проницаемость по вытесняющему агенту, совместима с синтетическими ПАВ, обладает меньшей коррозионной активностью [25].

Данный способ доставки в ПЗП химических реагентов в значительной степени снизит отрицательное влияние агрессивной среды кислотных обработок скважины на оборудование скважины и позволит облегчить и убыстрить процесс обработок ПЗП.

### **1.2.2 Снижение капиллярных сил**

Фильтрация пластового флюида в продуктивном пласте с момента первичного и вторичного вскрытия коллектора к забоям добывающих скважин осложняется из-за снижения ФЕС продуктивного пласта [14].

Снижение естественных коллекторских свойств пласта вызваны закачкой технологических жидкостей на разных этапах жизни скважины, которые негативно влияют на фильтрацию нефти и газа во время добычи.

К причинам снижающих проницаемость коллектора из-за закачки технологических жидкостей относят [15]:

- набухание глин в коллекторе;
- высокое поверхностное натяжение на границах раздела системы «фильтрат-пластовый флюид»;
- химическое взаимодействие различных технологических жидкостей с пластовыми флюидами;

Технологическая жидкость может проникать в продуктивный коллектор из-за капиллярного давления в том случае, если поровые каналы, по которым фильтруется пластовый флюид гидрофильные [16].

Капиллярное давление определяется по формуле Лапласа [Д]:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}; \quad (1.2)$$

где  $\sigma$  - межфазное натяжение;  $r$  – радиус капилляра;  $\theta$  - угол смачивания.

Краевой угол смачивания — это угол между плоскостью твердой поверхности и касательной проведенной из точки соприкосновения жидкой и твердой поверхности [17].

Из формулы (1.2) следует то, что для снижения капиллярных давления требуется либо снизить межфазное натяжение на границах «флюид-порода», либо увеличить краевой угол смачивания, либо же увеличить радиус поровых каналов в продуктивном пласте.

Затрагивая краевой угол смачивания необходимо отметить понятие гидрофобность и гидрофильность пласта коллектора. Коллектор называется гидрофобным, если краевой угол смачивания больше  $\theta > 90^\circ$  при этом говорят, что капиллярное давление имеет отрицательное значение, а для гидрофильного коллектор краевой угол смачивания ниже  $\theta < 90^\circ$  и капиллярное давление имеет положительное значение [18].

Если рассматривать систему из трёх компонентов в число которых входит твердая фаза, представленная поровыми каналами, а две другие фазы есть несмешивающиеся жидкости нефть и вода, то при гидрофильности порового пространства наступает перераспределение соотношения количества нефти и воды в объеме коллектора, где вода будет занимать поры с меньшим размером каналов, а нефть с большими размерами каналов. При гидрофобности наблюдается обратное [18].



Для снижения капиллярного давления дабы облегчить фильтрацию нефти в поровых каналах с гидрофобными свойствами применяются на практике различные поверхностно-активные вещества, которые изменяют поверхностное натяжение на границах раздела системы «пласт-флюид».

Поверхностно активные вещества двойственные по своей природе, то есть имеют дифильную структуру, в их строении заложена как полярная часть, так и неполярная часть. Подобная структура способствует снижению межфазного натяжения на границах раздела двух фаз. Полярная часть имеет кислородосодержащие группы радикалов, которые создают связи с водной средой, полярный радикал называют гидрофильным, а неполярную часть, имеющая углеводородные радикалы называют олеофильными, которые вступают во взаимодействие с углеводородами [19].

Для снижения капиллярных сил в нефтегазовой отрасли применяют различные ПАВ, которые снижают межфазное натяжение между твердой фазой горной породы и добываемым флюидом.

### **1.3 Устройства для ввода в скважину химических шашек**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2 ОБЛАСТЬ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ АДРЕСНОЙ ДОСТАВКИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**

Весь цикл жизни скважины от ее проектирования, бурения, спуска колонн, цементирования обсадных колонн, вторичного вскрытия пласта или перфорирования скважин, её глушения, освоения, работы, ремонта и в конечном счете консервации или ликвидации направлен на максимальное извлечение целевого сырья – нефти и газа. На всем этом сложном технологическом пути не мало важную роль, а точнее ключевую, играет освоение, как после завершения бурения и её строительства, так и после капитального ремонта. От качественного выполнения работ по освоению скважины зависит темп и характер разработки месторождения.

Капитальный ремонт скважины (КРС) является видом подземного ремонта, который включает весь комплекс работ по частичной или полной замене подземного оборудования, очистку труб и забоя скважины от всевозможных отложений, а также проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ). Однако, на практике принято называть «подземным ремонтом скважины» лишь текущий ремонт, а к капитальному ремонту относить сложные работы, направленные на ликвидацию различных аварий подземного оборудования, изоляционные работы, вторичное вскрытие пласта и т.п. [20].

Работы по КРС разделяют на работы в самом стволе скважины и на воздействие на фильтр и призабойную зону пласта [20].

К работам в стволе скважины относят:

- Ликвидации аварии обсадной колонны;
- Изоляция появившихся вод;
- Ликвидация заколонных перетоков;
- Извлечение упавшего или прихваченного оборудования, или инструмента;
- Переход на другой продуктивный горизонт;
- Запаривание второго ствола.

К воздействию на фильтр и призабойную зону относят [20]:

- Перфорирование;
- Крепление призабойной зоны;
- Термическая обработка фильтра и призабойной зоны;
- Кислотная обработка;
- Гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Предшествующим процессом перед КРС или ТРС является глушение скважин нефтяных и газовых скважин. Глушением скважин называют технологический процесс, в результате которого создается противодействие на пласт и прекращается добыча пластового флюида. Противодействие на продуктивный пласт в скважине создается жидкостью глушения (ЖГ), которое по плотности обеспечивает необходимое условие для глушения скважины.

## 2.1 Освоение скважин

Под освоением нефтяных и газовых скважин понимают весь комплекс работ, направленных на вызов притока флюидов из перфорированных отверстий скважины, а также восстановление ее естественной продуктивности [21].

Для вызова притока из продуктивного пласта требуется выполнение следующего условия:

$$P_{пл} > P_{зоб} + P_{дон}, \quad (2.1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление;

$P_{зоб}$  – давление на забое;

$P_{дон}$  – дополнительное давление, направленные на предотвращения сопротивлений, с которыми сталкивается нефть или газ перемещаясь к забоям добывающих скважин.

Причины, по которым возникают сопротивления фильтрации нефти и газа к забою добывающей скважины имеют искусственный или природный характер, возникшие в процессе бурения, коррозии обсадных колонн, механическими примесями и д.р.

Формулу (2.1) преобразуется в вид (2.2) при наличии в стволе скважины жидкости:

$$p_{пл} > \rho g H + p_{дон}, \quad (2.2)$$

Где  $\rho$  – плотность столба жидкости;

$H$  – высота жидкости.

Изменяя три параметра  $\rho, H, p_{дон}$ , то есть либо увеличив можем удовлетворить данное неравенство.

Существует более двадцати различных способов вызова притока из продуктивного пласта нефти и газа. В сущности своем данные методы освоения направлены на либо на снижение уровня столба жидкости глушения, либо уменьшить плотность жидкости или же воздействие на продуктивный горизонт с целью снизить забойное давлении [22].

Рассмотрим основные методы освоения скважин:

- Освоение заменой жидкости глушения на более легкую;
- Освоение с помощью воздушной подушки;
- Постепенное снижение высоты столба жидкости;
- Свабирование;
- Освоение методом аэрации;
- Освоение двухфазными пенами
- Освоение с применением газообразных веществ.

### **2.1.1 Освоение заменой жидкости глушения на более легкую**

Вызов притока из продуктивного пласта возможен благодаря замене жидкости глушения на жидкость с меньшей плотностью (Например, легкой нефтью).

Технология освоения заменой ЖГ на менее плотную (Рисунок 2.1) заключается в подаче легкой жидкости в кольцевое пространство, нагнетая с помощью насосного агрегата. Приток из продуктивного пласта возможен при снижении забойного давлении будет ниже пластового.

При условии, что продуктивный коллектор состоит из трещин и каверн то освоение происходит в несколько этапов, где с каждым этапом закачки снижают плотность раствора.

Нагнетание жидкости с меньшей плотностью прекращают при следующих условиях, когда скорость жидкости, вытесняемой из НКТ будет увеличиваться, а давление в затрубе будет уменьшаться, это говорит о начале притока жидкости или газа из продуктивного пласта.

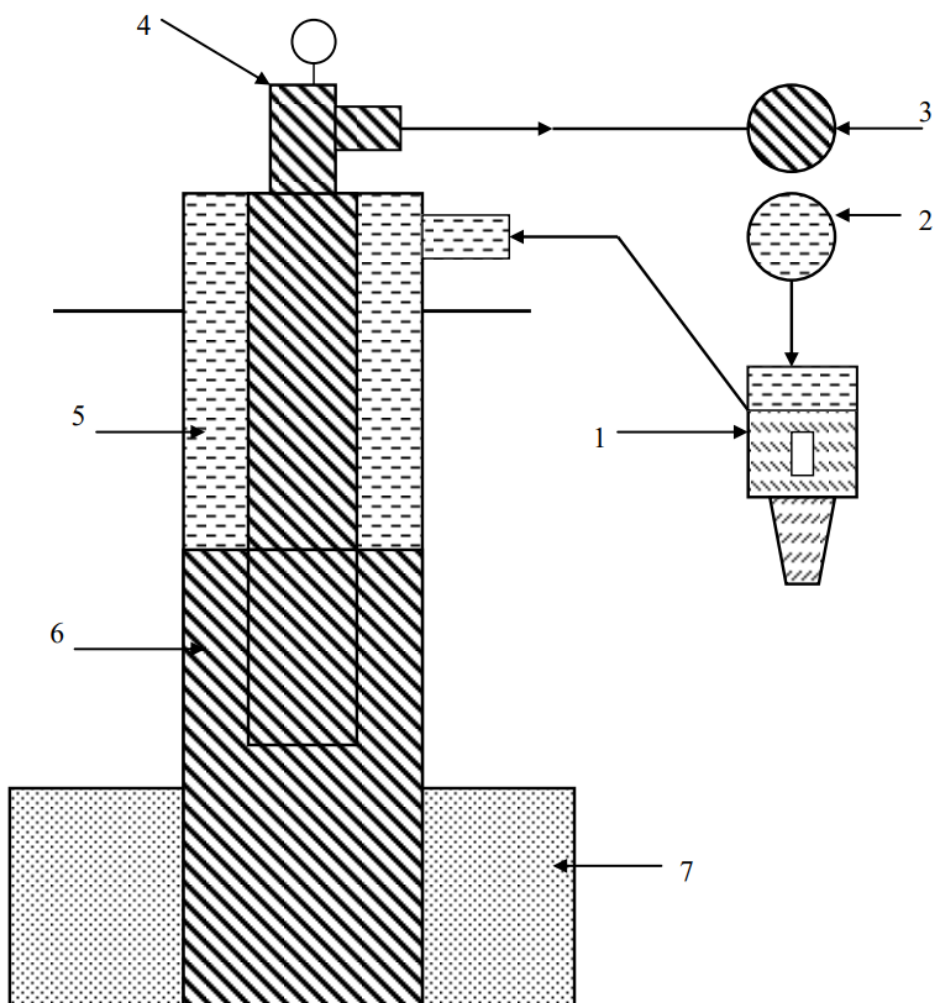


Рисунок 2.1- Схема обвязки оборудования для замены бурового раствора водой: 1 - насосный агрегат, 2 - емкость для воды, 3 - емкость для сбора бурового раствора, 4 - устье скважины, 5-вода 6-буровой раствор, 7- пласт

## 2.1.2 Освоение с помощью воздушной подушки

Данный метод вызова притока основан на использовании энергии сжатого воздуха, уменьшая уровень жидкости глушения в скважине.

Колонну НКТ спускают до верхнего предела перфорационных отверстий, компрессор и насосный агрегат обвязывают с помощью устьевого оборудования обвязывают с затрубным пространством (Рисунок 2.2)

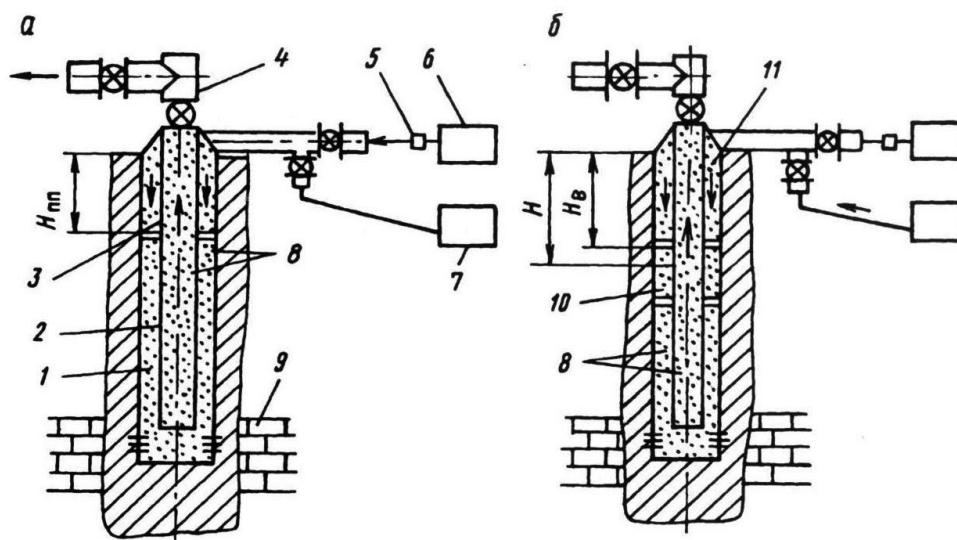


Рисунок 2.2 – Вызов притока из пласта методом воздушной подушки: а – нагнетание воздуха компрессором; б – закачивание воды на воздушную подушку насосом; 1 – эксплуатационная колонна; 2 – НКТ; 3 – воздух нагнетаемый компрессором; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – компрессор; 7 – нагнетаемый агрегат; 8 – вода, заполняющая скважину до начала нагнетания воздуха; 9 – продуктивный горизонт; 10 – воздушная подушка; 11 – вода, закачиваемая на воздушную подушку;

В кольцевое пространство нагнетают воздух с помощью компрессора, в результате чего образуется воздушная подушка с высотой  $H$ . Далее компрессор отключат и подают, через цементировочный агрегат, определенный объем воды на воздушную подушку с тем расчетом, чтобы скорость воды не позволяла перемещаться вверх пузырькам воздуха, где они в свою очередь смогли бы накапливаться в затрубе около устья скважины. В тот момент, когда нагнетание воды прекратится высота над воздушной подушкой будет равна  $H_B$ . Общая

высота столбов жидкости и воздуха должна быть больше глубины снижения уровня жидкости для вызова притока из пласта. Прекратив подачу воды, скважину соединяют с поверхностью, где через колонну НКТ высвобождается жидкость, которая находилась над воздушной подушкой.

Данный метод имеет существенный недостаток – это большая вероятность возникновения взрыва, использование воздуха в качестве агента для освоения скважин не применяется.

### **2.1.3 Постепенное снижение высоты столба жидкости**

Метод основан на закачке в затрубное пространство газа, который вытесняет жидкость глушения в колонну НКТ, саму колонну НКТ спускают на глубину с расчетом, чтобы сумма гидростатического давления столба жидкости и сопротивление движения ее не должны превышать рабочее давление компрессора.

Нагнетание продолжается до полного вытеснения жидкости в интервале спуска колонны НКТ, при отсутствии фонтанирования производят последующий спуск колонны НКТ процесс повторяют снова. Операции по спуску продолжается до тех пор, пока не будет снижение. Также следует выделить основные недостатки данного метода [22]:

1. фонтанирование скважины при увеличении длины колонны НКТ;
2. возможно поглощение ЖГ из-за увеличения пускового давления;
3. возможен вызов притока до того, как низ колонны НКТ достигнет фильтрационных отверстий.

Из-за вышеперечисленных недостатков, данный метод освоения применяется на практике крайне редко.

### **2.1.4 Свабирование**

Метод свабирования или поршневания основан на снижении уровня жидкости глушения в стволе скважины с помощью специального поршня называемого свабом. Конструкция сваба выполнена из металлогического цилиндра с отверстием в нижней части, которая обеспечивает переток жидкости только во время спуска сваба в скважину. Перемещают сваб внутри колонны

НКТ и подбирают диаметр с таким расчетом, чтобы был минимальный зазор между колонной НКТ и поршнем.

Сваб спускают на стальном тросе в колонну НКТ при помощи лебедки от подъемника на глубину 100-300 м ниже жидкости глушения, затем с большой скоростью поднимаю поршень, снижая тем самым уровень жидкости до заданного значения или до притока жидкости в скважину (Рисунок 2.3)

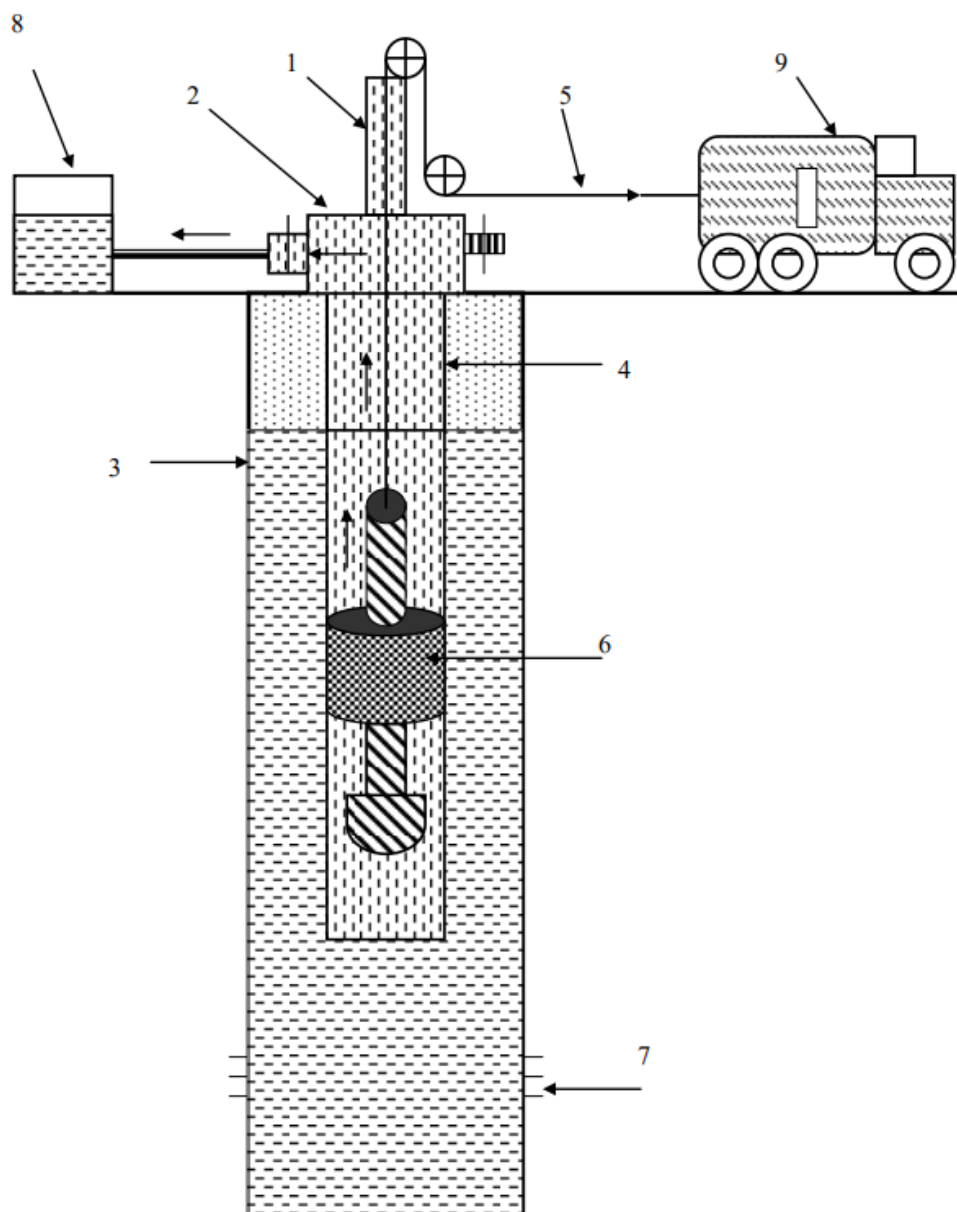


Рисунок 2.3 – Схема свабирования: 1 – лубрикатор, 2- ФА, 3 – обсадная колонна, 4 – НКТ, 5 – трос, 6 – сваб, 7 – интервал перфорации, 8 – емкость для слива ЖГ; 9 – подъемник.



## 2.1.5 Освоение с применением газообразных веществ

Метод аэрации основан на постепенном снижении плотности жидкости в межколонном пространстве путем одновременного нагнетания воды (нефти) и воздуха (газа), продвигаясь по кольцевому пространству рабочий агент, смешиваясь с жидкостью глушения, достигает низа колонны НКТ, где пузырьки газа попав в НКТ расширяются, вследствие чего жидкость поднимается по колонне при этом уменьшается ее плотность.

Данным способом можно постепенно увеличить депрессию на продуктивный пласт до любого заданного значения. Со временем, увеличивая закачку рабочего агента, будет наблюдаться постепенное увеличение депрессии, где в скором времени будет наблюдаться поступление флюида из продуктивного горизонта. Контролируют увеличение депрессии на пласт измерением вытесненной жидкости объёмным или иным методом.

Технологически данный метод представлен схемой однорядного лифта для аэрации на рисунке 2.4:

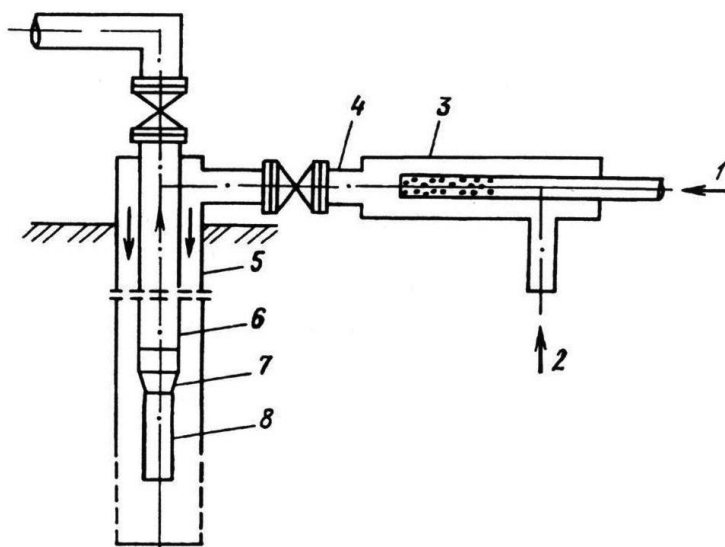


Рисунок 2.4 - Схема однорядного лифта при аэрации: 1, 2 – линия подачи соответственно газа и жидкости; 3 – смеситель; 4 – задвижка; 5 – обсадная колонна; 6, 8 – НКТ; 7 – переводник

Компримированный воздух, подаваемый из компрессора или газ из трубопровода с высоким давлением, перемешивается с жидкостью (водой или

нефтью) в аэраторе под давлением в 15 МПа. Для того, чтобы успешно смешать жидкость и газ подбирают такое соотношение жидкости и газа, чтобы не допустить образование так называемой «воздушной подушки», которое обеспечит должное движение пузырьков газа к башмаку.

Следует отметить, что данный метод освоения скважин ныне не применяется на практике в целях безопасности. Так как применение воздуха при закачке в скважину может вызвать выгорание и взрыв.

### **2.1.6 Освоение двухфазными пенами**

Для освоения пластов с низкими пластовыми давленными применяются специальные двухфазные пены, которые имеют малую плотностью. Применение воды на таких пластах невозможно вследствие ее поглощения. К тому же использование пен для вызова притока имеет ряд немаловажных плюсов, таких как эффективную очистку призабойной зоны пласта от продуктов коагуляции.

Пены состоят из жидкости, газа и пенообразователя, жидкость, используемая при создании пены должна не вызывать набухание глин в ПЗП, для этого используют пластовую воду, которая прошла лабораторные испытания на образцах керна.

Пены удобны в применении для освоения скважин из-за легкости управления их свойствами, регулируя содержание компонентов. Плотность остается величиной относительно неизменной, а вязкость пен находится в тех пределах, в которых сохраняет способность поднимать осевший шлам, двигаясь в колонне НКТ. Отметим, что пена остается стабильной до ее выхода с выкидной линии для выброса шлама, следовательно, пена существует лишь один циркуляционный цикл.

Величину плотности регулируют при помощи изменения объема закачиваемого газа на  $1 \text{ м}^3$  воды с поверхностно-активным веществом. Параметр при помощи которого регулируют процесс закачки газа, называют степенью аэрации и вычисляют, как отношение объема закаченного газа на единицу  $1 \text{ м}^3$  воды.

Для успешного осуществления притока с помощью двухфазных пен необходимо провести следующие операции:

1. колонну НКТ спускают до глубины 2-3 м выше перфорированных отверстий;
2. обвязывают устье скважины с цементирующим агрегатом и компрессором через азратор;
3. нагнетают пену в кольцевое пространство, чтобы заменить ЖГ;
4. при первой закачке стараются снизить разницу между плотностью пены и плотностью ЖГ;
5. после с определенным шагом увеличивают объем закачиваемого газа;
6. достигнув забойное давление равное 4-5 МПа прекращают подачу на срок от 2-3 часов для выявления притока.
7. при отсутствии притока продолжают закачку и выдерживают скважину в течении 3-4 часов, после продолжают циркуляцию пены при максимальных значениях степени аэрации.
8. при появлении притока из пласта, очищают забой от шлама и изучают приток.

### **2.1.7 Освоение с применением газообразных веществ**

В нефтяной и газовой промышленности во всех технологических процессах широко используются различные газообразные вещества, в частности природный газ и различные газы, например, азот и углекислый газ. Одной из эффективных, новых и усовершенствованных технологий является использование азота, применение которого обусловлено его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамику процесса. Газообразный азот имеет ряд преимуществ перед другими газообразными агентами, такими как углеводородные газы и воздух, он нетоксичен, химически инертен и невзрывоопасен.

В нефтегазовой промышленности во всех технологических процессах широкое применение нашли различные газообразные вещества, в частности

природный газ и различные газы, например, азот и углекислый газ. Одним из эффективных, новых и усовершенствованных технологий является использование азота, использование которого обусловлено его физико-химическими свойствами и влиянием на гидродинамику процесса. Газообразный азот обладает рядом преимуществ относительно других газообразных агентов таких как углеводородные газы и воздух, он не токсичен, химически инертен и одним из главных плюсов является невзрывоопасным.

Отметим некоторые физико-химические свойства азота. Сам азот в газообразном состоянии не имеет цвета и запаха, не имеет вреда для здоровья человека, слабо растворим в воде и нефти. При температуре ниже  $-195,8\text{ }^{\circ}\text{C}$  находится в жидком состоянии с плотностью  $808\text{ кг/м}^3$ . Из  $1\text{ м}^3$  жидкого азота можно получить  $702,5\text{ м}^3$  газа при температуре  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$  и давлении  $0,1\text{ МПа}$ . Критические параметры газообразного азота -  $t_{\text{кр}} = -147\text{ }^{\circ}\text{C}$   $p_{\text{кр}} = 3,35\text{ МПа}$ .

Выявлено, что наличие азота в скважине повышает давление насыщения нефти, к тому же фильтрация смеси азота и жидкости через пористую среду происходит при высоких давлениях, в отличие от фильтрации обычной жидкости.

Одним из важных преимуществ использования азота для закачки в скважину является взрывобезопасность, например, смесь азота с воздухом при концентрации кислорода менее  $5\%$  предотвращает взрыв в нефтяных скважинах.

Транспортируют жидкий азот с помощью азотной газификационной установки (рисунок 2.5).

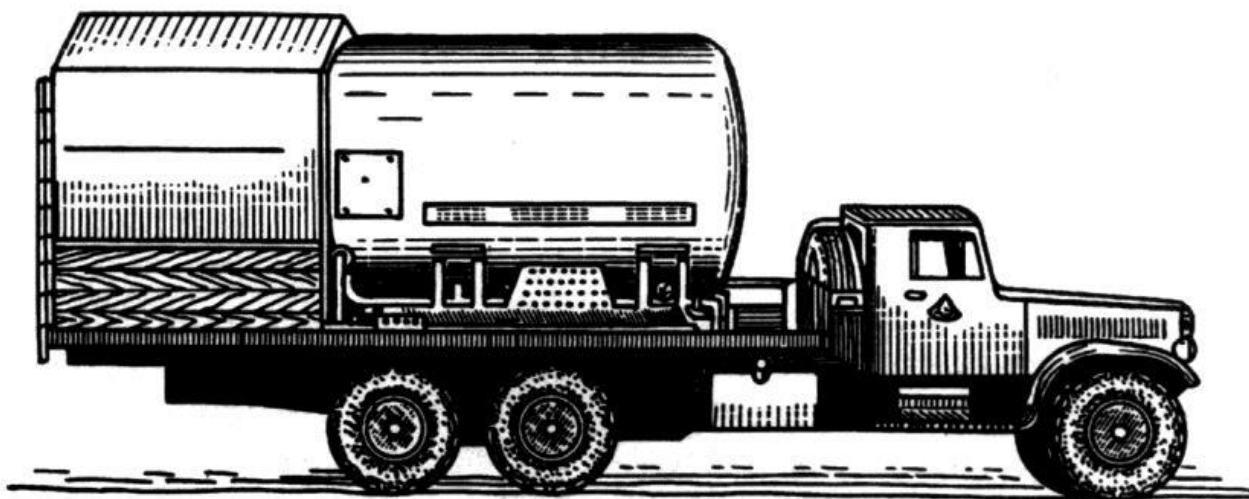


Рисунок 2.5 - Азотная газификационная установка

В нефтегазодобывающей промышленности хорошо зарекомендовали следующие установки АГУ-6000-500/200 или же АГУ-8К, где 6000 (Рисунок 2), выпускаемые отечественными производителями. Данная установка состоит из автомашины КРАЗ-219-Б, резервуара погружного насоса КВ 6101 или ТРЖК-7, погружного насоса жидкого азота НСГ-500/200, испарителя.

Объем сосуда 5600 л, максимальное рабочее давление – 0,25 МПа. Важным фактором эксплуатации установки АГУ-8К является условия хранения, при давлении 0,1 МПа и температуре 20 °С теряется около 1,75 кг/ч жидкого азота, учитывая потери азотная газификационная установка выдает 3500 м<sup>3</sup> газообразного азота.

Жидкий азот подается на испаритель погружным насосом жидкого азота НСГ-500/200, сам испаритель состоит из змеевика в виде трубки из латуни, который подогревается девятью электронагревателями мощностью 6 кВт и напряжением 220 В и находится в наполненной водой алюминиевом кожухе для снижения теплопотерь.

Технология освоения скважин АГУ-8К заключается в нагнетании самого газообразного азота в скважину или жидкости (пены) насыщенного азотом, которая в свою очередь замещает жидкость глушения, находящуюся в скважине. Регулируя плотность подаваемой системы в скважину можно снизить противодействие на пласт.

На рисунке 2.6 приведена схема обвязки оборудования для вызова притока из продуктивного горизонта газобразным азотом:

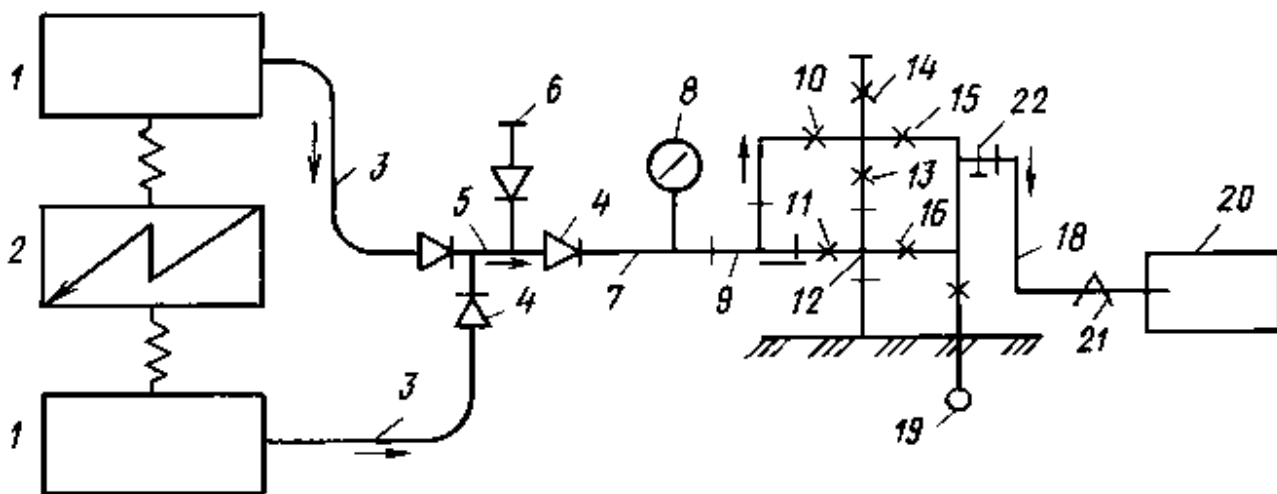


Рисунок 2.6 - Схема обвязки оборудования и устья скважины при вызове притока путём вытеснения жидкости из скважины газобразным азотом: 1 – азотная газификационная установка АГУ-8К; 2 – электростанция; 3 – газопровод (шланги высокого давления); 4 – обратный клапан; 5 – узел подключения азотных газификационных установок к скважине («гребёнка»); 6 – заглушка на резервном входе «гребёнки»; 7 – нагнетательная линия для подачи газа в скважину; 8 – манометр; 9 – тройник для подключения нагнетательной линии к трубному пространству; 10, 11, 13, 14–17 – задвижки фонтанной арматуры; 12 – крестовина; 18 – выкидной трубопровод для подачи жидкости и пены из скважины в накопительную ёмкость; 19 – нефтесборный коллектор; 20 – накопительная ёмкость; 21 – якорь стопорный для закрепления выкидной линии 18; 22 – пробоотборный кран

Для вызова притока из продуктивного пласта с помощью АГУ необходимо провести следующие технологические операции [22]:

- Установить колонну НКТ и промыть скважину, после поднят башмак колонны на 5-10 м выше интервала перфорации;
- Открыть задвижки под номерами 11, 13, 15 и перевести в закрытое положение задвижки под номерами 10, 14, 16, 17;

- С помощью газовых установок 1 через рукава высокого давления 3 через обратные клапаны 4 подача газообразного азота в межтрубное пространство скважины через «гребенку» 5, нагнетательную линию 7 и тройник 9. Жидкость вытесняется газообразным азотом, а выходя из скважины по выкидной линии 18 должна поступать в накопительную емкость 20;
- Нагнетание в скважину газообразного азота следует осуществлять в расчётном объёме, не превышая максимального рабочего давления;
- Через манометры вести контроль за процессом закачивания газообразного азота в скважину;
- По мере нагнетания газообразного азота в скважину давление в затрубном пространстве повышается вплоть до момента прорыва (пролёта) газа через башмак НКТ, после чего оно начинает резко уменьшаться;
- Во избежание выброса жидкости и газообразного азота на выкиде скважины 18 необходимо регулировать противодействие в трубном пространстве скважины с помощью задвижки 15, оборудованной штуцером.
- Подавать в скважину газообразный азот (при отсутствии притока) в количестве, необходимом для создания максимально возможной депрессии на пласт, затем закрыть задвижку 11 и при открытии задвижек 15 и 16 на выходе поставить скважину на ожидание на приток на срок до 48 часов с отслеживанием уровня скважинной жидкости.
- При появлении незначительных признаков притока из пласта продолжить закачку азота для очистки ПЗП, затем закрыть трубное и затрубное пространство скважины и следить за подъёмом устьевого.
- При повешении буферного давления до величины, удовлетворяющей работу скважины необходимо закрыть задвижки 15 и 16, отсоединить трубопровод 18, поставить на место его подключения заглушку и открыть задвижки 15 и 17, направив продукцию скважины в нефтесборный коллектор 19.

## **2.2 Освоение пеногазогенерирующими составами**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.



### **3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ ПОЛИМЕРНЫХ ШАШЕК С ГАЗОГЕНЕРИРУЮЩИМ СОСТАВОМ ПРЕДСТАВЛЕННЫХ НА РЫНКЕ РФ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**

Информация удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

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

Студенту:

|        |                            |
|--------|----------------------------|
| Группа | ФИО                        |
| 2Б8Д   | Бальжинимаев Бато Баирович |

|                     |             |                           |                              |
|---------------------|-------------|---------------------------|------------------------------|
| Школа               | ИШПР        | Отделение Школа           | Отделение нефтегазового дела |
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело   |

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

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

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

|   |  |
|---|--|
| 1. Анализ конкурентных технических решений (НИ)               | Расчет конкурентоспособности<br>SWOT-анализ  |
| 2. Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)   | Структура работ. Определение трудоемкости.<br>Разработка графика проведения исследования                                       |
| 3. Составление бюджета инженерного проекта (НИ)               | Расчет бюджетной стоимости НИ  |
| 4. Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ) | Интегральный финансовый показатель.<br>Интегральный показатель ресурсоэффективности.<br>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<br>ШБИП | Кашук Ирина Вадимовна | к.т.н<br>доцент        |         |      |

### Задание принял к исполнению студент:

|        |                            |         |      |
|--------|----------------------------|---------|------|
| Группа | ФИО                        | Подпись | Дата |
| 2Б8Д   | Бальжинимаев Бато Баирович |         |      |

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

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

Цель работы: анализ области применения адресной доставки химических реагентов для нефтяных и газовых скважин.

Адресная доставка подразумевает ввод в призабойную зону пласта специальных водорастворимых шашек в которых заложены химические реагенты определенного спектра действия (борьба с обводненностью скважины, с отложениями солей).

На базе научно-образовательного центра нефтегазовой химии и технологии НИ ТПУ разрабатываются альтернативная возможность вызова притока из продуктивного пласта химическими шашками.

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

В ходе исследования будет производиться анализ двух способов освоения скважин:

1. Метод санирования – поинтервальное снижение уровня жидкости;
2. Замена жидкости глушения на более легкую;

Детальный анализ необходим, т.к. каждый водорастворимых шашек имеет свои достоинства и недостатки. В таблице 4.1 показано сравнение разработок-конкурентов и разработки данного НИ с точки зрения технических и экономических критериев оценки эффективности:

Таблица 4.1 - Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

| Критерии оценки  | Вес критерия | Баллы          |                 |                 | Конкурентоспособность |                 |                 |
|--|--------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------|-----------------|
|  |              | Б <sub>ф</sub> | Б <sub>к1</sub> | Б <sub>к2</sub> | К <sub>ф</sub>        | К <sub>к1</sub> | К <sub>к2</sub> |
| 1  | 2            | 3              | 4               | 5               | 6                     | 7               | 8               |
| <b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>                |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |
| 1. Актуальность разработки   | 0,1          | 5              | 4               | 4               | 0,5                   | 0,4             | 0,4             |
| 2. Привлечение техники и квалифицированного персонала                  | 0,14         | 5              | 4               | 4               | 0,7                   | 0,56            | 0,56            |
| 3. Эффективность операции  | 0,08         | 4              | 4               | 4               | 0,32                  | 0,32            | 0,32            |
| 4. Время проведения операции   | 0,14         | 4              | 4               | 3               | 0,56                  | 0,56            | 0,42            |
| 5. Простота применения   | 0,05         | 3              | 5               | 4               | 0,15                  | 0,25            | 0,2             |
| 6. Экологичность   | 0,2          | 5              | 4               | 4               | 1                     | 0,8             | 0,8             |
| 7. Безопасность  | 0,03         | 4              | 4               | 4               | 0,12                  | 0,12            | 0,12            |
| <b>Экономические критерии оценки эффективности</b>                     |              |                |                 |                 |                       |                 |                 |
| 1. Цена  | 0,12         | 5              | 3               | 3               | 0,6                   | 0,36            | 0,0432          |
| 2. Уровень проникновения на рынок                                      | 0,06         | 3              | 4               | 4               | 0,18                  | 0,24            | 0,24            |
| 3. Финансирование научной разработки конкурентных товаров и разработок | 0,08         | 5              | 4               | 3               | 0,4                   | 0,32            | 0,24            |
| <b>Итого</b>   | <b>1</b>     | <b>43</b>      | <b>40</b>       | <b>37</b>       | <b>4,53</b>           | <b>3,13</b>     | <b>3,3432</b>   |

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

$$K = \sum V_i \cdot B_i$$

где  $K$  – конкурентоспособность проекта;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл показателя

Проведенный анализ конкурентных технических решений показал, что исследование является наиболее актуальным и перспективным, имеет конкурентоспособность.

#### 4.1.2 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

SWOT-анализ подразумевает выделение четырех аспектов, а именно Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы). Таким образом SWOT – это комплексный анализ всего технологического проекта.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Матрица SWOT-анализа

| Сильные стороны  | Слабые стороны   |
|--|--|
| С1. Нет отечественных аналогов   | Сл1. Не эффективны в глубоких скважинах.                                   |
| С2. Применение шашек не требует привлечение техники и специальной бригады        | Сл2 Зависимость от способа эксплуатации скважины (фонтанный способ добычи) |
| С3. Более свежая информация, которая была использована для разработки проекта.   | Сл3. Зависит от свойств жидкости глушения                                  |
| С4. Экологичность технологии   |  |
| Возможности  | Угрозы   |
| В1. Появление потенциального спроса у отечественных нефтегазодобывающих компаний | У1. Снижение стоимости разработок конкурентов.                             |
| В2. Внедрение на мировой рынок, экспорт за рубеж                                 | У2. Появление отечественных аналогов и более ранний их выход на рынок.     |

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 4.3–4.6.

Таблица 4.3 - Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

| Сильные стороны проекта |                |    |    |    |    |
|-------------------------|----------------|----|----|----|----|
| Возможности проекта     |                | C1 | C2 | C3 | C4 |
|                         | B1             | +  | +  | -  | +  |
|                         | B2             | -  | +  | +  | +  |
| Результат               | B1C1C2, B2C3C4 |    |    |    |    |

Таблица 4.4 - Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

| Слабые стороны проекта |          |     |     |     |
|------------------------|----------|-----|-----|-----|
| Возможности проекта    |          | Сл1 | Сл2 | Сл3 |
|                        | B1       | -   | +   | +   |
|                        | B2       | -   | -   | -   |
| Результат              | B1Сл1Сл3 |     |     |     |

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

| Сильные стороны проекта |      |    |    |    |    |
|-------------------------|------|----|----|----|----|
| Угрозы проекта          |      | C1 | C2 | C3 | C4 |
|                         | У1   | -  | -  | -  | -  |
|                         | У2   | -  | -  | +  | -  |
| Результат               | У2С3 |    |    |    |    |

Таблица 4.6 - Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

| Слабые стороны проекта |       |     |     |     |
|------------------------|-------|-----|-----|-----|
| Угрозы проекта         |       | Сл1 | Сл2 | Сл3 |
|                        | У1    | -   | -   | +   |
|                        | У2    | -   | -   | -   |
| Результат              | У1Сл3 |     |     |     |

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 4.7.

Таблица 4.7 - – Итоговая таблица SWOT-анализа

|  |  |   |
|--|--|---|
|  | <p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>C1. Нет отечественных аналогов</p> <p>C2. Применение шашек не требует привлечение техники и специальной бригады</p> <p>C3. Более свежая информация которая была использована для разработки проекта.</p> <p>C4. Экологичность технологии</p> | <p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта</p> <p>Сл1. Не эффективны в глубоких скважинах.</p> <p>Сл2. Зависимость от способа эксплуатации скважинь (фонтанный способ добычи)</p> <p>Сл3. Зависит от свойств жидкости глушения</p> |
|--|--|---|

## Продолжение таблицы 4.7

|   |  |  |
|---|--|--|
| <p>Возможности<br/>В1. Появление потенциального спроса отечественных нефтегазодобывающих компаний<br/>В2. Внедрение на мировой рынок экспорт за рубеж</p> | <p>Направления развития<br/>Данный способ применения пеногазогенерирующих шашек дает возможность снизить капитальные вложения, которые выделяются для традиционных технологических операций, проводимых на скважинах.<br/>Также одним из направлений развития является выход на отечественный и мировой рынок.</p> | <p>Сдерживающими факторами выступают ограниченность применения от способа эксплуатации скважин и также зависит от химического состава жидкости глушения скважин находящихся на капитальном ремонте скважин</p> |
| <p>Угрозы<br/>У1. Снижение стоимости разработок конкурентов.<br/>У2. Появление отечественных аналогов и более ранний их выход на рынок.</p>               | <p>Угрозы развития<br/>Появление нового способа вызовы притока может способствовать появлению конкурентов на рынке</p>   | <p>Уязвимости:<br/>Одной из потенциальных угроз в будущем может быть разработка состава, который можно применить в</p>   |

В результате SWOT-анализа показано, что на преимущества разрабатываемой технологии преобладают над ее недостатками. Данные недостатки, которые на данный момент на практике не устранены, но в теории уже есть возможности для их устранения. Результаты анализа учтены в дальнейшей научно-исследовательской разработке.

### 4.2 Планирование научно-исследовательских работ

#### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

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

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы   | № раб | Содержание работ                                   | Должность исполнителя         |
|--|-------|--|-------------------------------|
| Разработка технического задания                          | 1     | Выбор темы и подготовка материала для исследования | Научный руководитель          |
|  | 2     | Календарное планирование выполнения НИР            | Инженер, научный руководитель |
| Выбор способа решения поставленной задачи                | 3     | Обзор научной литературы                           | Инженер                       |
|  | 4     | Выбор методов исследования                         | Инженер                       |
| Теоретические и экспериментальные исследования           | 5     | Проведение исследования                            | Инженер, научный руководитель |
| Обобщение и оценка результатов                           | 6     | Анализ и оценка результатов                        | Инженер, Научный руководитель |
| Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР) | 7     | Составление пояснительной записки                  | Инженер                       |

#### 4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула:

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5}, \quad (4.1)$$

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

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

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



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

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

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

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

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4.3)$$

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

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

$k_{кал}$  – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{кал.инж} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (4.4)$$

где  $T_{кал}$  – общее количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – общее количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Временные показатели проведения научного исследования

| Название работы                                    | Трудоёмкость работ  |     |                     |     |                     |      | Длительность работ в рабочих днях<br>$T_{pi}$ | Длительность работ в календарных днях<br>$T_{ki}$ |
|--|---------------------|-----|---------------------|-----|---------------------|------|---|---|
|  | $t_{min}$ , чел-дни |     | $t_{max}$ , чел-дни |     | $t_{ожг}$ , чел-дни |      |   |   |
|  | Рук                 | Инж | Рук                 | Инж | Рук                 | Инж  |   |   |
| 1  | 2                   | 3   | 4                   | 5   | 6                   | 7    | 8   | 9   |
| Выбор темы и подготовка материала для исследования | 2                   | -   | 4                   | -   | 2,8                 | -    | 2,8   | 4   |
| Календарное планирование выполнения НИР            | 1                   | 3   | 3                   | 4   | 1,8                 | 3,4  | 2,6   | 4   |
| Обзор научной литературы                           | -                   | 6   | -                   | 1-  | -                   | 7,6  | 7,6   | 11  |
| Выбор методов исследования                         | -                   | 3   | -                   | 5   | -                   | 3,8  | 3,8   | 6   |
| Проведение исследования                            | 2                   | 6   | 4                   | 1-  | 2,8                 | 7,6  | 5,2   | 8   |
| Анализ и оценка результатов                        | 2                   | 4   | 2                   | 7   | 2                   | 5,2  | 3,6   | 5   |
| Составление пояснительной записки                  | -                   | 2-  | -                   | 3-  | -                   | 24   | 24  | 36  |
| <b>Итого:</b>                                      | 7                   | 42  | 13                  | 66  | 9.4                 | 51,6 | 49,6  | 74  |

На основе таблицы составлен календарный план-график выполнения проекта с использованием диаграммы Ганта (таблица 4.10).

Таблица. 4.10 – Диаграмма Ганта

| Вид работ  | Исп.         | $T_{ki}$ , кал. дни | Продолжительность работ |   |   |     |   |   |     |   |   |  |  |  |
|--|--------------|---------------------|-------------------------|---|---|-----|---|---|-----|---|---|--|--|--|
|  |              |                     | март                    |   |   | апр |   |   | май |   |   |  |  |  |
|  |              |                     | 1                       | 2 | 3 | 1   | 2 | 3 | 1   | 2 | 3 |  |  |  |
| Выбор темы и подготовка материала для исследования | Рук.         | 4                   | ■                       |   |   |     |   |   |     |   |   |  |  |  |
| Календарное планирование выполнения ВКР            | Рук.<br>Инж. | 4                   | ■                       |   |   |     |   |   |     |   |   |  |  |  |
| Обзор научной литературы                           | Инж.         | 11                  |                         |   |   |     |   |   |     |   |   |  |  |  |

Продолжение таблицы - 4.10

|   |             |    |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|---|-------------|----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Выбор методов исследования                      | Инж.        | 6  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Проведение исследования                         | Инж.<br>Рук | 8  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Анализ и применение результатов                 | Инж.<br>Рук | 5  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Составление пояснительной записки и презентации | Инж.        | 36 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

■ – научный руководитель, ■ – инженер

### 4.3 Бюджет исследования

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат исследования

Исследование теоретическое, поэтому в качестве материалов рассматриваются канцелярские принадлежности. Стоимость материальных ресурсов определена в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Структура материальных затрат представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Материальные затраты

| Наименование материалов                    | Цена за ед., руб. | Кол-во, ед. | Сумма, руб. |
|--|-------------------|-------------|-------------|
| Комплекс канцелярских принадлежностей, шт. | 340               | 1           | 340         |
| Картридж для лазерного принтера, шт.       | 4900              | 1           | 4900        |
| Бумага, пачки                              | 1356              | 1           | 1356        |
| Итого:                                     |                   |             | 6596        |

#### 4.3.2 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.

При выполнении работы использовался ПЭВМ – ASUS VivoBook. Срок полезного использования данного ноутбука по паспорту составляет 3 года.

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 4.12 – Затраты на оборудование

| № п/п  | Наименование оборудования | Кол-во ед. | Срок полезной использования, лет | Время использования, мес. | $H_A$ , % | Цена оборудования, руб. | Амортизация |  |
|--------|---------------------------|------------|----------------------------------|---------------------------|-----------|-------------------------|-------------|--|
| 1      | 2                         | 3          | 4                                | 3                         | 6         | 7                       | 8           |  |
| 1      | ASUS VivoBook             | 1          | 3                                | 2                         | 33,3      | 75000                   |             |  |
| Итого: |                           | 4125 руб.  |                                  |                           |           |                         |             |  |

### 4.3.3 Основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (4.7)$$

где  $Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата, руб;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (1)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени, раб. дни;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года, для шестидневной рабочей недели  $M = 10,3$ .

Инженер и научный руководитель работают по шестидневной рабочей неделе.

Должностной оклад работника за месяц вычисляется по формуле:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (4.9)$$

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

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

$k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

$k_{р}$  – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

В таблице 4.13 представлен баланс рабочего времени исполнителей.

Таблица 4.13 – Баланс рабочего времени исполнителей

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

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (2.10)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, равен 0,15.

Результаты расчета основной и дополнительной заработной платы исполнителей представлены в таблице 1.

Таблица 4.14 – Расчет основной и дополнительной заработной платы исполнителей

| Исполнители  | $Z_{тс}$ , руб | $k_{пр}$ | $k_{д}$ | $k_{р}$ | $k_{доп}$ | $Z_{м}$ , руб | $Z_{дн}$ , руб | $T_{р}$ , раб. дни | $Z_{осн}$ , руб. | $Z_{доп}$ , руб. |
|--------------|----------------|----------|---------|---------|-----------|---------------|----------------|--------------------|------------------|------------------|
| Руководитель | 33664          | 0,3      | 0,2     | 1,3     | 0,15      | 65645         | 2749           | 9.4                | 25840            | 3876             |
| Инженер      | 26300          | 0,3      | 0,2     | 1,3     | 0,15      | 51285         | 2147           | 56.1               | 120446           | 18067            |
| Итого        |                |          |         |         |           |               |                |                    | 146287           | 21943            |

#### 4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (4.11)$$

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

В таблице 4.15 представлены результаты расчета отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 4.15 - Отчисления во внебюджетные фонды

| Исполнители  | $Z_{\text{осн}}$ , руб. | $Z_{\text{доп}}$ , руб. | $k_{\text{внеб}}$ | $Z_{\text{внеб}}$ , руб. |
|--------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|--------------------------|
| Руководитель | 25840                   | 3876                    | 0,3               | 8914,8                   |
| Инженер      | 120446                  | 18067                   | 0,3               | 41553,9                  |
| Итого        |                         |                         |                   | 50468,7                  |

#### 4.3.5 Накладные расходы. Формирование бюджета исследования

Накладные расходы включают в себя расходы на печать материалов исследования, оплату услуг связи и т.д.

Величина накладных расходов определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = Z_{\text{сумм}} \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.13)$$

где  $Z_{\text{сумм}}$  – суммарные затраты на исследование за исключением накладных: материальные расходы, амортизация, основная и дополнительная заработная плата, внебюджетные отчисления, руб;

$k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равен 0,2.

Полная плановая себестоимость исследования сведена в таблицу 4.16.

Таблица 4.16 –Бюджет исследования

| Наименование статьи  | Сумма, руб. |
|--|-------------|
| Материальные затраты   | 6596        |
| Затраты на специальное оборудование                          | 4125        |
| Затраты по основной заработной плате исполнителей темы       | 146287      |
| Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 21943       |
| Отчисления во внебюджетные фонды                             | 50468       |
| Накладные расходы  | 45884       |
| Бюджет затрат НИР  | 275302,8    |

### 4.3 Определение 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 финансовый показатель определяется по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.14)$$

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

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

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

Затраты, рассчитанные выше, – **275302,8** тыс. руб., затраты на такое же исследование исполнителями другого университета – 329,784 тыс. руб., затраты на исследование с другой программой – 330,238 тыс. руб.

Результаты расчета интегрального показателя финансовой эффективности представлен в таблице 4.17.

Таблица 4.17 – Расчет интегрального показателя финансовой эффективности

| Вариант исследования | Затраты, тыс. руб. | $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ |
|----------------------|--------------------|----------------------------------|
| Текущий вариант      | 275302,8           | 0,83                             |
| Исполнение 2         | 329784             | 0,998                            |
| Исполнение 3         | 330238             | 1                                |

Из таблицы видно, что текущий вариант исполнения немного превосходит аналоги по финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения исследования определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 4.18).

Таблица 4.18 – Вычисление интегрального показателя ресурсоэффективности

| Критерии \ Объект исследования                         | Весовой коэффициент параметра | Текущий проект | Исп.2 | Исп.3 |
|--|-------------------------------|----------------|-------|-------|
| Достоверность результатов                              | 0,3                           | 5              | 5     | 5     |
| Комплексность исследования                             | 0,2                           | 4              | 4     | 5     |
| Скорость исследования                                  | 0,2                           | 5              | 3     | 4     |
| Широкий спектр рекомендаций в результате исследования  | 0,3                           | 5              | 3     | 3     |
| Значение интегрального показателя ресурсоэффективности | 1                             | 4,8            | 3,8   | 4,2   |

Интегральный показатель ресурсоэффективности вычислен по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.15)$$

где  $a_i$  – весовой коэффициент -го варианта исполнения технологии;

$b_i$  – балльная оценка -го варианта исполнения технологии.

Из таблицы видно, что текущий вариант исполнения немного превосходит аналоги и по ресурсоэффективности.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется по формуле:

$$I_{\text{исп.}i} = \frac{I_{\text{р-исп}i}}{I_{\text{финр}}}. \quad (4.163)$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта исследования сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 4.19).

Таблица 4.18 – Сравнительная эффективность вариантов исследования

| Показатели  | Текущий проект | Исп.2 | Исп.3 |
|---|----------------|-------|-------|
| Интегральный финансовый показатель разработки           | 0,83           | 0,998 | 1     |
| Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки | 4,8            | 3,8   | 4,2   |
| Интегральный показатель эффективности                   | 4,96           | 3,8   | 4,2   |
| Сравнительная эффективность вариантов исполнения        | 1              | 0,76  | 0,85  |

Исходя из результатов, приведенных в таблице, можно сделать вывод о том, что изначально рассматриваемый вариант проведения исследования оказался наиболее эффективным по всем рассматриваемым показателям.



#### 4.4 Выводы по разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

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

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 74 календарных дней; общее количество дней, в течение которых работал инженер, составляет 52 календарных дней; общее количество дней, в течение которых работал руководитель, составляет 10 календарных дней.

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 275302,8 тыс. руб.

4. Результат оценки эффективности НИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя НИР составляет 0,83, что является показателем того, что НИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности НИР составляет 4,8, по сравнению с 3,8 и 4,2;

3) значение интегрального показателя эффективности НИР составляет 4,96, что по сравнению с 3,81 и 4,2 является наиболее высоким значением. Это означает, что техническое решение, рассматриваемое в НИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|                            |             |                                  |  |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|--|
| <b>Группа</b>              |             | <b>ФИО</b>                       |  |
| 2Б8Д                       |             | Бальжинимаев Бато Баирович       |  |
| <b>Школа</b>               | <b>ИШПР</b> | <b>Отделение (НОЦ)</b>           | 21.03.01 Нефтегазовое дело                                 |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений |

Тема ВКР:

|  |  |
|--|--|
| <b>Адресная доставка химических реагентов для нефтяных и газовых скважин</b>   |  |
| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>   |  |
| <p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul> | <p><i>Объект исследования</i> является водорастворимые шашки для адресной доставки химических реагентов в призабойную зону пласта с целью освоения скважины и удаления воды с призабойной зоны пласта.</p> <p><i>Область применения</i> добыча нефти и газа</p> <p><i>Рабочая зона:</i> нефтяная и газовая скважина</p> <p><i>Размеры помещения:</i> полевые условия</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> фонтанная арматура; нефтяные и газовые скважины;</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне</i> обслуживание нефтяных и газовых скважин работающих фонтанным способом добычи</p>   |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:   |  |
| <p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p>  | <p>Специальные правовые нормы трудового законодательства, на основе документов по охране труда и технике безопасности. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания).</p>  |
| <p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</b></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.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</li> <li>– Повышенная загазованность рабочей зоны;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Эксплуатация оборудования, работающих под давлением;</li> <li>– Пожары и взрывы легковоспламеняющегося</li> </ul> |

|   |   |
|---|---|
|   | <p>природного газа;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током.</li> <li>– Мероприятия по борьбе с вредными производственными факторами в полевых, в производственных помещениях.</li> </ul>  |
| <b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b>            | <p>Анализ воздействия на селитебную зону (выбросы паров газа при аварии и выбросах вредных веществ);<br/> Анализ воздействия на литосферу (твёрдые бытовые и строительные отходы, разлитие растворов и химических агентов);<br/> Анализ воздействия на гидросферу (промышленные стоки и прорывы амбаров в сточные воды);<br/> Анализ воздействия на атмосферу (выбросы паров газа).<br/> Решение по обеспечению экологической безопасности.</p> |
| <b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b> | <p>Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации оборудования кустовой площадки;<br/> Выбор наиболее типичной ЧС;<br/> Геологические воздействия (землетрясение, цунами, ураган и т.д.);<br/> Техногенные аварии (выброс газа в атмосферу, отказ систем безопасности, нарушение контроля и управления оборудования, работающих под высоким давлением, пожары);<br/> Пожарная и взрывная опасность.</p>                                      |
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>                       |   |

**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   | Бальжинимаев Бато Баирович |         |      |

## **5 Социальная ответственность**

Все производственные объекты сопровождаются воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда. Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие её решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение. Соблюдая правила безопасности, можно избежать наступления чрезвычайной ситуации.

Адресная доставка химических реагентов в ПЗП, а также освоение скважин с помощью газогенерирующих составов есть один из новых способов вызова притока из пласта, которая осуществляется с помощью водорастворимых газогенерирующих композитов. Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по установке арматуры в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины; ввод в скважину через лубрикатор и колонну НКТ газогенерирующих составов, которые облегчают жидкость глушения и ее поднимают на устье скважины. Ожидание вызова притока из продуктивного пласта в скважину.

Работы по освоению скважины производят на кустовых площадках, на открытых площадках.

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

Так как освоение скважины осуществляется непосредственно на месторождении, то для работников преобладает вахтовый метод работы. Это объясняется тем, что месторождения значительно удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя. Особенности работы вахтовым методом прописаны в статьях 297-302 Трудового кодекса Российской Федерации, глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Учитываются так же и районы работы и нормы, установленные главой 50 Трудового кодекса «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравниваемых к ним местностям», статьи с 313 по 327. [26]

К работам, выполняемым вахтовым методом, не допускаются беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет; работники в возрасте до восемнадцати лет. Также не допускаются лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям. Согласно статье номер 299 ТК РФ продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев в порядке, установленном статье 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междусменного отдыха. Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается работодателем. Северные районы Западной Сибири в большинстве приурочены к районам Крайнего Севера. Согласно статьям 129, 219, 164 ТК РФ в условиях наличия вредного производственного фактора, работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом на местности, приравненные к районам Крайнего Севера: [26]

– Выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненным к районам Крайнего Севера. Процентные надбавки в 78 Западной Сибири: по истечении первого года работы – 10%, за каждый последующий год работы – увеличение на 10% по достижении 50% заработка;

– Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих: в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

## 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 газогенерирующих стержней в скважину<br>2. Работа с машинами и механизмами;<br>3. Установка и снятие заглушек. | 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды        | ССБТ ГОСТ 12.1.005-88.                         |
|  | 2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека | ГОСТ 12.1.007-76.                              |
|  | 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения  | СП 52.13330.2016;                              |
|  | 4. Повышенная загазованность рабочей зоны;  | ОСТ 51.140-86;<br>ИБТВ 1-087-81                |
|  | 5. Производственные факторы связанные с 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<br>ФЗ от 22.07.2008 N 123 |

## 5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

### 5.3.1 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Работы по освоению скважины производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, 80 влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

| Скорость ветра, м/с Температура воздуха, °С | Скорость ветра, м/с Температура воздуха, °С |
|---|---|
| Безветренная погода                         | -4  |
| Менее 5,0                                   | -35   |
| 5,1 – 10,0                                  | -25   |
| 10,1 – 15,0                                 | -15   |
| 15,1 – 20,0                                 | -5  |
| Более 20,0                                  | 0   |

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

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [27]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Работы необходимо производить в перчатках или рукавицах, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

### **5.3.2 Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм работающего человека**

Все работы с применением твердых ПАВ и водорастворимых шашек должны производиться исключительно в средствах индивидуальной защиты. Дотрагиваться до шашек только в перчатка, так как с соприкосновением с теплой кожей может произойти химическая реакция и есть вероятность получения химического ожога.

Также производственным вредным фактором при освоении скважин газогенерирующими шашками является токсичные соединения (газы) выделяемые в результате реакции с жидкостью глушения, а также

Токсичные соединения и газы сопровождаемые на всем пути добычи нефти и газа аккумулируются в источниках питьевой воды, в почве, растениях и животных, при низкой скорости ветра возможно формирование высоких концентраций в воздухе. Через пищевые цепочки токсические вещества накапливаются в организме человека и вызывают поражение жизненно важных органов, наиболее опасной является смесь ароматических углеводов и сероводорода.

Для защиты от данного опасного фактора провидится ряд следующих мероприятий: осуществление контроля за состоянием воздушной среды, использование СИЗ, рациональное устройство рабочих мест с выполнением требований и норм по расстановке оборудования, обеспечение здоровых и безопасных условий труда.

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

Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.



При работе на скважинах часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [28]. Если норма освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

#### **5.3.4 Повышенная загазованность рабочей зоны**

При проведении работ у нефтяных и газовых скважин должны быть предприняты меры по контролю за загазованностью воздушной среды. Для контроля за воздушной средой необходимо вести замеры поверенными газоанализаторами.

При концентрации паров углеводородов свыше  $300 \text{ мг/м}^3$  работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

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.

#### **5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током.**

Все производственные помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.009-2017 [33].

Для того чтобы исключить возможность поражения электрическим током, на кусте применяются различные технические способы и средства защиты: защитное заземление, защитное зануление, 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 защиты от статического электричества технологическое оборудование и трубопроводы заземлены. Максимальное сопротивление

контура заземления от статического электричества не превышает 100 Ом. От прямых ударов молний все устьевое оборудование и сооружения куста защищены специально установленными молниеотводами.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током при использовании ручного электроинструмента, переносных светильников и ламп применяется пониженное напряжение - 12 или 42 В. Источниками малого напряжения служат аккумуляторы или понижающие трансформаторы.

Причинами электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования
- вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам,
- контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов
- ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением; -
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительномонтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам,
- соединенным с источником электротока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя[32]:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по

электробезопасности не ниже IV.

### **5.3.6 Эксплуатация оборудования, работающих под давлением**

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. В процессе проведения освоения скважины, в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду, которая вытесняет буровой раствор по трубам, а оттуда в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 15 декабря 2020 года N 536 [36].

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью. Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены

### **5.3.7 Пожаробезопасность и взрывобезопасность**

На всех объектах нефтегазодобывающей отрасли должны быть предприняты меры по предотвращению пожара и взрыва. Все мероприятия должны проводиться согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [37].

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. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

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.

Основными причинами возникновения пожара и взрыва является утечка природного газа на кусте скважин. Основным назначением системы обнаружения утечек горючих газов и паров является непрерывный автоматический контроль за уровнем взрывоопасности воздушной среды в производственных помещениях и на наружных установках с целью оповещения персонала объекта обустройства нефтяных и газовых месторождений о возникновении пожароопасных аварийных ситуаций и обеспечения включения устройств, применяемых для их локализации и ликвидации.

Для территории устьев скважин необходимо предусмотреть мероприятия, предотвращающие возможное растекание нефти от группы скважин к соседним группам, а также к другим сооружениям производственной и вспомогательной зон при аварийной разгерметизации оборудования скважины (ограждение группы скважин бортиками, организация необходимого уклона площадки).

Для устранения возникшего пожара используется противопожарное водоснабжение, в качестве источников противопожарного водоснабжения могут использоваться естественные и искусственные водоемы, а также внутренний и наружный водопровод (в том числе питьевой, хозяйственно-питьевой,

хозяйственный, производственный, противопожарный и объединенный). Сеть объединенного водопровода должна обеспечивать расчетный расход воды с учетом хозяйственно-питьевых нужд и целей пожаротушения.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Процесс ввода химических реагентов в скважину сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. Поэтому для минимизации вредного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

##### **5.4.1 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

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

- Проверка оборудования на герметичность;
- Контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке, на содержание окиси углерода CO<sub>2</sub>;
- Контроль источников выброса на содержание окиси углерода CO<sub>2</sub>, окислов азота для подбора оптимального режима сжигания газа и уменьшения концентрации вредных веществ.

##### **5.4.2 Мероприятия по охране водных объектов**

Вторичное вскрытие пласта скважин при определённых условиях сопровождается:

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

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к

охране подземных вод от загрязнения СП 2.1.5.1059-01», утвержденным Главным государственным санитарным врачом РФ 16 июля 2001 г., введенным в действие с 1 октября 2001 г. [38].

Мероприятия по защите гидросферы заключаются в том, что при эксплуатации скважин продукты освоения (нефть, отработанная вода) необходимо собирать в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор. После закачки химических реагентов через нагнетательную скважину ее необходимо промыть достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости производится в сборную емкость. Остатки реагентов собираются и доставляются в места утилизации или уничтожения.

#### **5.4.3 Мероприятия по охране литосферы**

В процессе ввода газогенерирующих составов в скважину для освоения скважин происходит внедрение полимерного раствора в пласт и цементирование каналов, по которым он подавался в пласт. В результате происходит снижение проницаемости высокопроницаемых участков пласта. Поэтому следует выбирать полимер, который после выполнения своей функции разрушится, а не загрязнит почву.

Также при повреждении или коррозировании подземного оборудования скважины возможна утечка нефти, которая приведет к загрязнению почвы. Мероприятия по защите литосферы:

- Рекультивация земель: при разливе нефти необходимо ее собрать, внести удобрения и высадить растения;
- Подбор оптимального типа полимера;
- Контроль за герметичностью оборудования.

#### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации (ЧС), которые могут возникнуть на кустовой:

- Разрушение элементов, содержание жидкости и газы, находящиеся под высоким давлением; –

– Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; –  
Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, идущие под высоким давлением. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, т.е. может произойти взрыв. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью. В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, 86 если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

## **5.6 Выводы 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 несоблюдение 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 данной работе была проанализирована область применения адресной доставки химических реагентов для нефтяных и газовых скважин. Адресная доставка химических реагентов несет в себе серьезный экономический потенциал для применения в качестве одного из методов вывода скважин на режим после бурения или после текущего и капитального ремонта скважин, так же для решения задач в газовых скважинах, осложненных самоглушением.

Перспективным видятся, доставка реагентов для воздействия на призабойную зона пласта, сухокислотными составами и различными типами ПАВ.

Преимуществом применения адресной доставки, является возможность доставки реагентов в скважину без привлечения дорогостоящей техники, которая может отсутствовать на месторождении, а также удобство доставки и хранения реагентов на месторождении в том числе отсутствие ограничений в зимний период.

Следует отметить, что применение химических водорастворимых таблеток возможно для фонтанирующих скважин и скважин находящиеся на стадии капитального и текущего ремонта, с наличием в них флюида, состоящего на 50 процентов и более из водной фазы.

Сейчас в РФ нет массового применения технологии адресной доставки реагентов посредством водорастворимых таблеток, несмотря на то что зарубежные компании применяют аналогичные материалы. Это связано с тем, что на текущий момент нет отработанной технологии применения адресной доставки и в полной мере данный аспект нашел отражение в результате работы - сформированном техническом задании. В нем требуется решить следующие задачи, которые позволят развить технологию адресной доставки:

время частичного растворения оболочки, полного растворения оболочки пеногазогенерирующей таблетки, полного растворения пеногазогенерирующей таблетки, интенсивность/динамика процесса генерации газа/пены, пенообразующая способность пены (кратность пены) и устойчивость пены,



скорость погружения пеногазогенерирующей шашки в технологическую жидкость в скважине зависимости от её плотности, коррозионная активность продуктов реакции, влияние углеводородной фазы в растворе на скорость активации и растворения водорастворимой оболочки.

Решение о полномасштабном начале применения адресной доставки, будет приниматься по результатам выполнения технического задания и последующих опытно-промышленных испытаний.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Джеймс Ли, Генри В Никенс, Майкл Уэллс. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин/ Пер. с англ. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с.
2. Рагимов Т.Т. Технологии эксплуатации самозадавливающихся скважин Уренгойского месторождения // Транспорт и хранение нефтепродуктов. 2019. №5-6. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologii-ekspluatatsii-samozadavlivayuschih-skvazhin-urengoyskogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 24.03.2022).
3. Минликаев В.З. Новый этап совершенствования технологий эксплуатации скважин сеноманских залежей/В.З. Минликаев, Д.В. Дикамов, А.Ю. Корякин, В.Ф. Гузов, М.А. Донченко, В.И. Шулятиков//Газовая промышленность. – 2014. – №3. – С. 85 – 88.
4. Якупов Р.Р., Яркеева Н.Р. Оптимизация работы газовых скважин на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении //Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16. – № 3. – С. 41–49.
5. Дикамов Д.В. Первый опыт эксплуатации газовых скважин сеноманских залежей по концентрическим лифтовым колоннам // Дикамов, Д.В., Шулятиков И.В., Плосков А.А. Инновационные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений, обустройство и эксплуатация: мат. XVIII Губкинских чтений, посвященных 80-летию РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. - М.: Изд-во РГУ нефти и газа, 2009. С. 45–46.
6. Сырчин А.А., Немков А.В., Кряквин Д.А., Архипов Ю.А., Хасбутдинов Р.М. Методика определения необходимого количества твердых поверхностно-активных веществ для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения // Известия вузов. Нефть и газ. 2015. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metodika-opredeleniya-neobhodimogo-kolichestva-tverdyh-poverhnostno-aktivnyh-veschestv-dlya-predotvrascheniya-samozadavlivaniya> (дата обращения: 24.03.2022).

7. СТО ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ 3.1-389-2016 Порядок проведения работ по подбору, испытанию и применению поверхностно-активных веществ для обработки призабойной зоны пласта на Сенюманских газовых скважинах месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург» / С.А. Скрылев - ООО «Газпром добыча Ямбург», 2016. – 28 с.

8. Паршукова Л.А. Жидкости и технологии глушения скважин: учебное пособие – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. -96 с.

9. Ахметьянов И. Р. Ухудшение свойств ПЗП в процессе разработки месторождения // Символ науки. 2016. №7-1. URL: 4 (дата обращения: 26.04.2022).

10. Муфазалов Роберт Шакурович Скин-фактор. Исторические ошибки и заблуждения, допущенные в теории гидродинамики нефтяного пласта // Георесурсы. 2013. №5 (55). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/skin-faktor-istoricheskie-oshibki-i-zabluzhdeniya-dopuschennye-v-teorii-gidrodinamiki-neftyanogo-plasta> (дата обращения: 26.03.2022).

11. Кривошеков С.Н., Козырев Н.Д., Вяткин К.А. , Равелев К.А. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования // Известия ТПУ. 2021. №7. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnyy-podhod-k-otsenke-effektivnosti-proektiruemoj-solyano-kislotnoj-obrabotki-s-ispolzovaniem-rezultatov-laboratornyh> (дата обращения: 03.04.2022).

12. Кривошеков С.Н., Козырев Н.Д., Вяткин К.А. , Равелев К.А. Комплексный подход к оценке эффективности проектируемой соляно-кислотной обработки с использованием результатов лабораторных исследований и гидродинамического моделирования // Известия ТПУ. 2021. №7. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnyy-podhod-k-otsenke-effektivnosti-proektiruemoj-solyano-kislotnoj-obrabotki-s-ispolzovaniem-rezultatov-laboratornyh> (дата обращения: 03.04.2022).

13. В.Н. Арбузов. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1: учебное пособие, Томский политехнический университет. Издательство ТПУ, 2011г. 200 с.
14. Измухамбетов Б.С., Акзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Сакаев Р.М. Повреждение продуктивных пластов в процессе проводки скважины, методы предупреждения и устранения. Уфа, УГНТУ, 57 с., 2004.
15. Амиян В.А., Уголев В.С. Физико-химические методы повышения производительности скважин. М., Недра, 280 с., 1970.
16. Деркач С. Р., Берестова Г. И., Мотылева Т. А. Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов // Вестник МГТУ. 2010. №4-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ispolzovanie-pav-dlya-intensifikatsii-neftedobychi-pri-pervichnom-i-vtorichnom-vskrytii-plastov> (дата обращения: 30.04.2022).
17. Леворсен, Б.А. Геология нефти [Текст] / Пер. с англ. М. А. Геймана ; Под ред. акад. С. И. Миронова. - Москва : Гостоптехиздат, 1958. - 488 с.
18. Ергулович Р.Н., Матусевич В.М., Найденов Л.Ф. Перспективы применения гидрогеологических методов повышения нефтеотдачи на примере сузунского нефтегазового месторождения // Известия вузов. Нефть и газ. 2011. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-primeneniya-gidrogeologicheskikh-metodov-povysheniya-nefteotdachi-na-primere-suzunskogo-neftegazovogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 30.04.2022).
19. Шрам Л.Л. Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли. Состав, свойства, применение: пер. с англ. яз. под ред. М. С. Подзоровой, В. Р. Магадова. – Спб.: ЦОП «Профессия», 2018. – 529 с.
20. Сизов В.Ф. Технологии капитального и текущего ремонта нефтяных скважин: учебное пособие. Ставрополь: Изд-во: СКФУ, 2017. – 195 с.
21. Булатов А.И. Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Терминологический словарь-справочник. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 255 с.

22. Булатов А.И. Научные основы и практика освоение нефтяных и газовых скважин: монография – Краснодар: Издательский дом – Юг, 2016 – 576 с.

23. Осадчий В. М. Разработка технических средств и технологий свабирования скважин с геофизическим информационным сопровождением (на примере месторождений Западной Сибири) : дис. – Нижневартовскнефтегеофизика, 2004.

24. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Ваганов Ю.В. повышение эффективности применения пенообразователей для удаления жидкости с забоев газовых скважин // Известия вузов. Нефть и газ. 2019. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-effektivnosti-primeneniya-penoobrazovateley-dlya-udaleniya-zhidkosti-s-zaboev-gazovyh-skvazhin> (дата обращения: 15.04.2022).

25. Силин М. А. и др. Сульфаминовая кислота: производство, свойства и применение в сухокислотных составах для нефтегазодобывающей промышленности // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – №. 3. – С. 93-109.

26. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.03.2022).

27. ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;

28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*.

29. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества. Классификация и общие требования;

30. ОСТ 51.140-86 Отраслевой стандарт СССР «Организация и проведение контроля воздуха рабочей зоны на объектах газовой промышленности». Общие требования безопасности;

31. ИБТВ 1-087-81 Отраслевая Инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности;

32. ГОСТ 12.1.009-2017 Система стандартов безопасности труда «Электробезопасность». Термины и определения;
33. ПБ 03-536-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением;
34. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»;
35. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
36. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»;
37. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Пожарная безопасность технологических процессов.
38. СП 2.1.5.1059-01 Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения