

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.6:665.6.035.6-026.732-022.225(571.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Козлов Максим Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И.УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений) И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности

		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ

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

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)-1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)-2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)-3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У)-4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»	сферой профессиональной деятельности	и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья
	10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья 11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазового 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
2Б8Г	Козлов Максим Сергеевич

Тема работы:

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	68–66/с от 09.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Компонентный состав и физико-химические свойства высоковязкой нефти. Геологические особенности залегания высоковязкой нефти на месторождениях. Современный опыт разработки месторождений высоковязкой нефти. Технологические критерии применения винтовых насосов для добычи высоковязких нефтей. Обоснование применения технологий по извлечению высоковязких нефтей с применением пара. Применение химических веществ в процессе добычи высоковязкой нефти.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	
АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	
РАСЧЕТ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Козлов Максим Сергеевич		10.03.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

БС – бинарная смесь;

ВВН – высоковязкая нефть;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ГТМ – геолого-техническое мероприятие;

ДНГ – добыча нефти и газа;

ТриЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ПБ – природный битум;

ММП – многолетние мерзлые породы;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ПАА – полиакриламид;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПТВ – паротепловое воздействие;

ПЦО – пароциклическая обработка;

ПЗП – призабойная зона пласта;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страницы, 18 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 38 источников.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, методы увеличения нефтеотдачи, паротепловая обработка, парогравитационный дренаж, «холодные» методы добычи, трудноизвлекаемые запасы, термополимерное воздействие.

Объектом исследования являются залежи тяжелых углеводородов.

Целью работы является: обоснование применения комплекса работ для эффективного извлечения высоковязкой нефти (ВВН) в процессе разработки месторождения.

В выпускной квалификационной работе были проанализированы сведения о тяжелых углеводородах: географическое распределение, физико-химические свойства, особенности геологического строения пластов, содержащих высоковязкую нефть, современный опыт имеющийся в области добычи высоковязкой нефти. Проанализированы технологии разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, выделены критерии применения методов увеличения нефтеотдачи.

Область применения: залежи высоковязкой нефти и природных битумов.

Социальная часть включает в себя сведения о мерах безопасности работы оператора по добыче нефти и газа на кустовой площадке.

Финансовая часть включают в себя расчет экономической эффективности мероприятия по увеличению нефтеотдачи залежи высоковязкой нефти с применением пара.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	17
1.1 Компонентный состав и физико-химические свойства высоковязкой нефти	22
1.2 Геологические особенности залегания высоковязкой нефти на месторождениях	26
1.3 Современный опыт разработки месторождений высоковязкой нефти	34
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	42
2.1 Технологические критерии применения винтовых насосов для добычи высоковязких нефтей	42
2.2 Обоснование применения технологий по извлечению высоковязких нефтей с применением пара.....	46
2.2.1 Пароциклическая обработка скважин.....	49
2.2.2 Площадная закачка пара.....	54
2.2.3 Технология парогравитационного воздействия SAGD	57
2.3 Применение химических ингибиторов в процессе добычи высоковязкой нефти.....	59
2.3.1 Применение полимерного заводнения на залежах высоковязкой нефти.....	59
2.3.2 Использование бинарных смесей для добычи высоковязкой нефти	66

3. РАСЧЕТ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ	71
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	78
Введение.....	78
4.1 Методика определения экономической эффективности	78
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	85
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	85
5.2 Производственная безопасность	86
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	88
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	91
5.3 Экологическая безопасность.....	95
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

ВВЕДЕНИЕ

На данный момент большинство месторождений России находятся на стадии падения добычи. В связи с этим существует проблема восстановления минерально-сырьевой базы, поэтому актуальным становится введение в хозяйственный оборот для компенсации дефицита нефти альтернативных источников углеводородного сырья, таких как месторождения высоковязкой нефти (ВВН).

Но добыча этих запасов имеет ряд проблем, связанных с их добычей. Связанно это в первую очередь с физическими свойствами таких нефтей. Высоковязкую нефть невозможно добыть теми же методами, которые применяются для добычи легких нефтей. Для их добычи используют методы в первую очередь связанные с понижением плотности полезного ископаемого, потому как более легкая нефть соответственно легче движется. Применяются также специфические методы увеличения нефтеотдачи (МУН) связанные с подогревом пластовой нефти, но применение таких методов часто даже если дает результаты является экономически нецелесообразным.

Кроме добычи из-за особенностей свойств таких нефтей необходимо правильно проектировать систему сбора и подготовки. Тяжелые нефти содержат большое количество парафинов. Сбор и подготовка такой нефти требует специальных мероприятий – подогрева, термообработки или же их совместное использование. Для транспортировки по трубопроводам нефть также подогревают на перекачивающих станциях.

По данным различных исследований на данный момент в России запасы природных битумов колеблется в пределах от 30 до 75 млрд тонн, освоение данных запасов без применения инновационных методов практически невозможно, даже при условии их залегания в благоприятных для разработки регионах, в которых хорошо развита инфраструктура.

Кроме того, остается нерешенным вопрос, связанный с попутными компонентами, залегающими с таким сырьём, в том числе и микроэлементами,

такими как различные металлы, а методы добычи и разработки этого сырья недостаточно развитыми и изученными. Из-за это возникают проблемы, связанные с оценкой экономической эффективности разработки таких месторождений и с оценкой стоимости транспортируемого сырья. При этом операционные затраты на добычу ВВН и природных битумов (ПБ) превышают в 3-4 раза затраты на добычу легкой нефти [1].

Из-за высокой вязкости нефти и того, что коллектора содержащие ее преимущественно слагаются слабосцементированными породами будет наблюдаться большой вынос механических примесей, что требует правильной подборки компоновки насосов.

Актуальность данной работы: востребованность применение комплексного подхода к увеличению нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти.

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование применения комплекса работ для эффективного извлечения ВВН в процессе разработки месторождения.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать геолого-промысловые особенности разработки месторождений с высоковязкой нефтью
2. Проанализировать современные технологии и материалов добычи высоковязкой нефти (ВВН).
3. Произвести инженерный расчет процесса термополимерного воздействия на участке месторождения X с высоковязкой нефтью.

1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

Рассмотрим ключевые для данной работы понятия такие как «Высоковязкая нефть», «Методы увеличения нефтеотдачи» и «Комплексный подход».

Высоковязкая нефть – это нефть, вязкость которой в пластовых условиях, составляет от 30,1 до 200 мПа·с, и содержит в своем составе большое количество тяжелых углеводородов и парафинов.

Методы увеличения нефтеотдачи – это методы, направленные на улучшение физических свойств коллектора с целью достижения максимально возможного коэффициента извлечения нефти (КИН).

Комплексный подход – это использование соответствующего процесса для разбиения системы на элементы, необходимое для решения задачи.

Интерес к промышленному освоению ВВН и ПБ начал проявляться в 70-х годах прошлого века, связано это с энергетическим кризисом, заставившим по-другому посмотреть на процесс освоения источников углеводородного сырья. Начался поиск альтернативным источников углеводородного сырья, одними из которых и оказались месторождения ВВН и ПБ. На государственном уровне начали вводиться программы, направленные на изучение и ввод в разработку такого рода месторождений, благодаря чему в таких развитых странах, как США, Канада и Венесуэла появилась отрасль промышленности, занимающаяся добычей такого вида сырья.

Однако проблемы добычи такого углеводородного сырья остается до сих пор актуальной и на территории стран постсоветского пространства. Во многом на применение тех или иных проектных решений влияет степень изученности свойств сырья в различных регионах.

Высоковязкие нефти отличаются от традиционных по своим физико-химическим свойствам, а также взаимодействием с коллектором и характеру его насыщения. В связи с этим применение методов, используемых для добычи

традиционных нефтей обеспечивают низкий уровень нефтеизвлечения, поэтому не применимы для добычи такого сырья [2].

Отличительной особенностью химического состава ВВН является наличие в них большого количества микроэлементов, а также повышенным содержанием асфальтенов, смол, серы и других гетероатомных элементов.

В настоящее время наиболее эффективными методами разработки месторождений высоковязких нефтей являются тепловые методы. Задачами развития этих методов является проектирование и строительство скважин для применения этих методов.

Известны методы с применением паротеплового воздействия (ПТВ), пароциклической обработки призабойной зоны пласта (ПЗП), воздействия горячей водой и внутрислоевого горения.

Технологии добычи высоковязких нефтей прошли опытно-промышленную апробацию в Канаде (более 40 лет), Венесуэле (более 60 лет) и США (более 90 лет). В мировой добыче 95% ВВН добывается скважинным способом и около 5% карьерным.

За рубежом в последние годы широко применяются методы, связанные с газовым и микробиологическим воздействием на пласт. На разработку месторождений на естественном режиме и с воздействием на пласт приходится более половины добываемой в мире ВВН и ПБ.

В самом начале развития тепловых методов наибольшее внимание уделялось методу внутрислоевого горения и его модификация, на данный же момент объём нефти, добываемый с помощью этих методов не превышает 0,5% от объемов добываемой в мире ВВН. Основными технологиями являются: пароциклическая обработка скважин, закачка в пласт теплоносителя, площадное паротепловое воздействие и их модификации.

В США в последнее время преобладает площадная закачка пара, а в Венесуэле и других странах мира циклическая закачка пара. Площадная закачка

при этом имеет более высокие показатели нефтеотдачи, но она требует больших экономических затрат.

В России тепловые методы начали применяться впервые на месторождении Оха в Сахалино-Охотском нефтяном бассейне. С 1962 года на добывающих скважинах проводится пароциклическая обработка. Промышленное внедрение произошло в 1968 г., благодаря чему, на отдельных участках нефтеотдача возросла с 15 до 61% [3].

Наибольший отечественный опыт разработки месторождений ВВН накоплен в Республике Коми на Ярегском и Усинском месторождениях, разработкой которых занимается ПАО «Лукойл».

Разработка Ярегского месторождения началась еще в 1932 году, тогда добывать нефти пытались при помощи поверхностных скважин, без воздействия на пласт. Этот метод показал КИН 0,017. В связи с такими показателями было принято решение использовать шахтный способ добычи на естественных режимах истощения пластовой энергии, преимущественно режим растворенного газа. Разработка при таком методе ведется с помощью подземных скважин, которые бурятся из горных выработок, проходящих рядом с продуктивным пластом или в пласте. Технология позволяет снять противодавление столба жидкости в скважине на пласт. Данный метод позволил повысить КИН, но его значения не превышали 0,04 – 0,06.

Было принято решение и в 1968 году начались работы по испытанию так называемого термошахтного способа. Он подразумевает термическое воздействие на пласт при шахтной разработке. Получены положительные результаты, и в 1972 году этот способ начал применяться на Ярегском месторождении в промышленном масштабе впервые в мире. Благодаря этому методу КИН достиг 0,54, а по отдельным участкам превысил 0,7.

Основой данной технологии является снижение вязкости и увеличению подвижности нефти за счет термического подогрева пласта. На месторождении в качестве теплоносителя используют насыщенный водяной пар. Главным

условием применения данного метода является температура ниже температуры дистилляции нефти.

За долгий сорокалетний опыт применения данной технологии использованы различные системы разработки, отличающиеся расположением добывающих и нагнетательных скважин. В настоящий момент используются три: двухгоризонтная, одногоризонтная и подземно-поверхностная.

При двухгоризонтальной системе создается две системы выработок, первая из которых расположена над продуктивным пластом, из которой бурятся нагнетательные скважины, а вторая под ним или в нижней части продуктивного пласта, откуда бурятся добывающие скважины.

При одногоризонтной системе пологовостающие нагнетательные и добывающие скважины бурятся из одной гелереи расположенное в нижней части продуктивного пласта или под ним.

Основным отличием подземно-поверхностной системы является то, что нагнетательные скважины бурятся в пласт с поверхности, а с их забоя бурятся подземные парораспределительные скважины, что позволяет лучше контролировать соответствие условиям закачиваемого пара. [4]

Изучив, как отечественный, так и зарубежный опыт добычи ВВН и ПБ, можно выделить три основных группы способов их добычи:

1. Скважинный способ. Суть способа заключается в извлечении углеводородов за счет природного режима (энергии пласта), применения заводнение, термических или иных методов воздействия на пласт.

2. Карьерные и шахтные очистные системы разработки. Это методы, при которых сырье извлекается на поверхность и из него экстрагируются нефтиды.

3. Шахтные дренажные системы разработки. Суть данных способов заключается в извлечении сырья на поверхность в шахтах через дренажную систему скважин, пробуренных из горных выработок.

Объем высоковязкой нефти в России составляет порядка 55% от общего числа запасов в стране. Самая высокая доля такой нефти располагается в Волго-Уральской нефтегазовой провинции, которая считается наиболее «старой» в России. В основном бассейны с тяжелой нефтью расположены в европейской части страны: Тимано-Печорский, Волго-Уральский, Прикаспийский, Днепровско-Припятский, единственным исключением является Енисейско-Анабарский бассейн, расположенный на территории Восточной Сибири. [5]

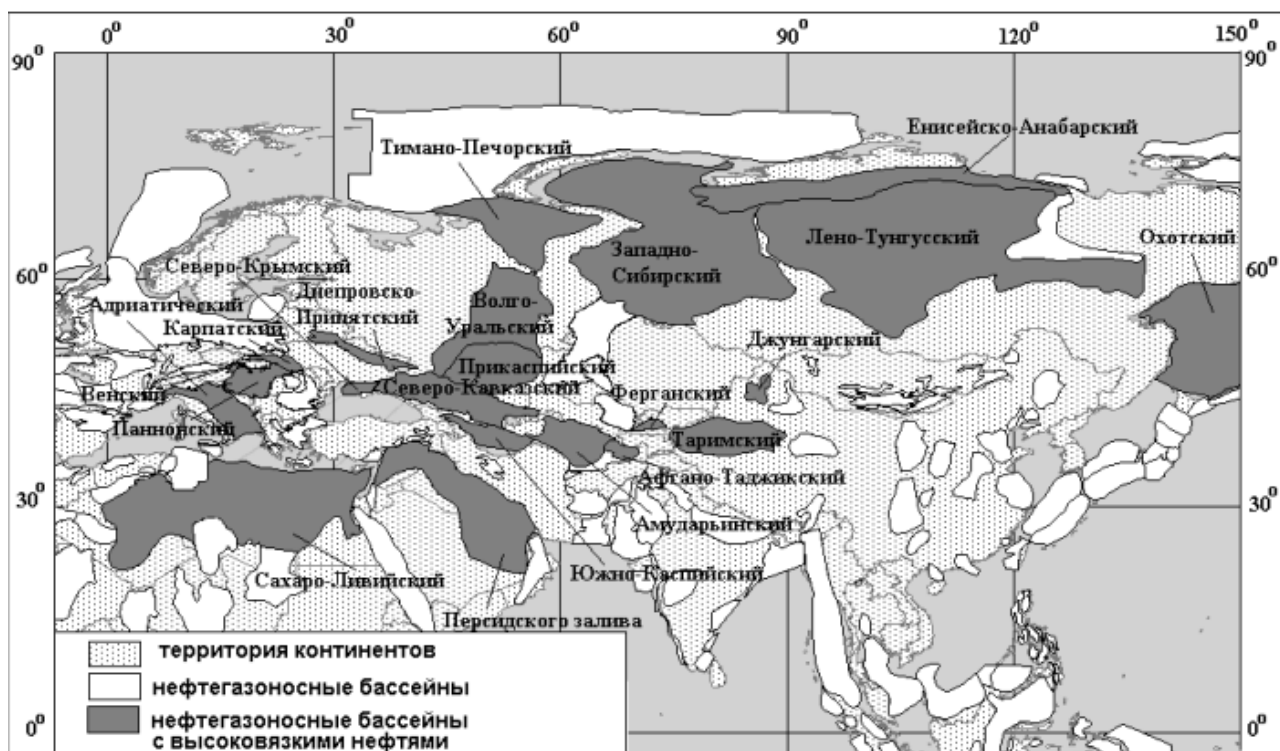


Рисунок 1 – Региональное распределение бассейнов высоковязкой нефти[5]

Остаточные запасы высоковязкой нефти на территории России распределены таким образом, что большая их часть сосредоточена в 8 субъектах, их суммарное количество составляет примерно 93,7 %. На рисунке 2 представлена диаграмма по распределению запасов по этим субъектам от общего количества.

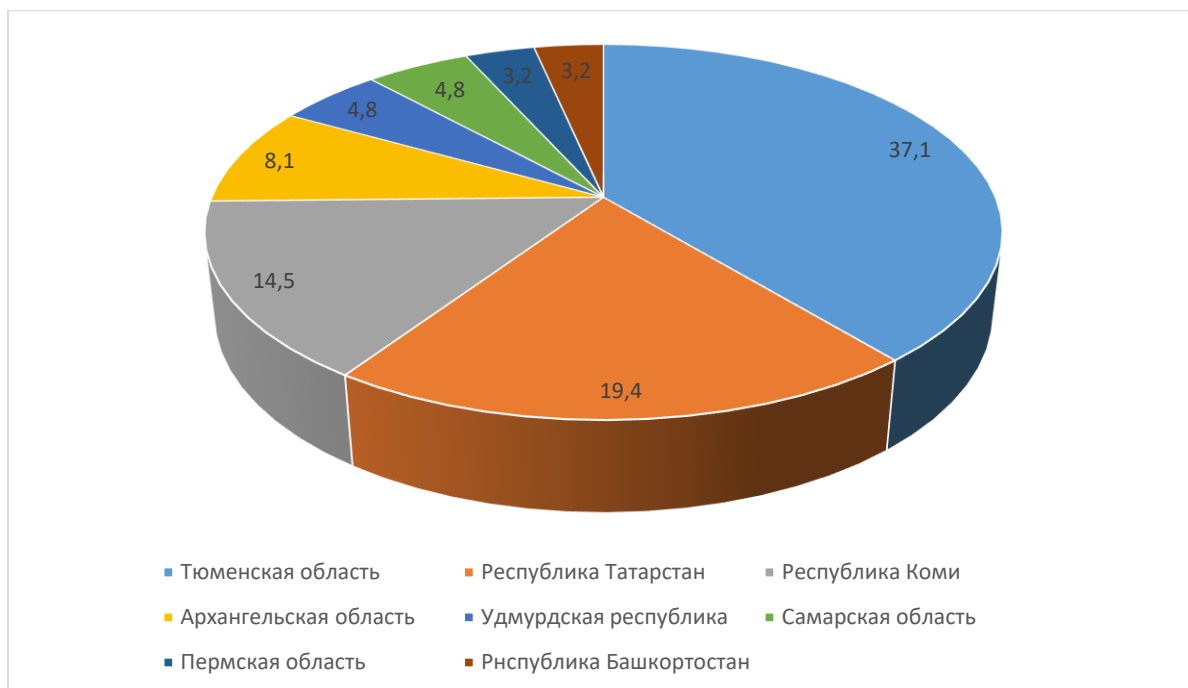


Рисунок 2 – Распределение запасов высоковязкой нефти по 8 основным субъектам

1.1 Компонентный состав и физико-химические свойства высоковязкой нефти

На данный момент времени актуальным является представление о том, что нефть – это смесь, состоящая из множества компонентов, которая характеризуется свойствами молекулярного раствора или дисперсной системы. Химический состав высоковязкой нефти очень богат, поэтому для его изучения используют различные методы.

Для всех высоковязких нефтей характерными особенностями состава является наличие в их составе различных микроэлементов, к которым относятся различные металлы, такие как никель, ванадий, хром, железо, а также наличие в составе в большом количестве серы, смол, асфальтенов и других гетероатомных соединений. Как раз из-за того, что она содержит большое количество АСПО, она приобретает аномальные свойства.

В высоковязкой нефти содержание водорода колеблется в пределах 13-13,5 % мас., в битумах этот показатель находится на уровне 10%. Отношение

содержания углерода к водороду для обычной нефти находиться на уровне 6,5, для ПБ этот показатель возрастает до 8-8,3, а для ВВН он принимает промежуточное значение.

Вязкость нефти является одним из важнейших свойств, которое необходимо для определения подвижности нефти, оценки скорости фильтрации, подбора вытесняющего агента. Вязкость бывает динамическая или абсолютная и статическая.

Вязкость динамическая характеризует силу трения, возникающую между 2 смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении. Она характеризует способность жидкости сопротивляться движению. Вязкость нефти зависит от различных параметров. Единицами измерения динамической вязкость является Па·с и определяется уравнением Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}, \quad (1)$$

Где A – площадь перемещающихся слоев жидкости или газа;

F – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv ;

dy – расстояние между движущимися слоями жидкости;

dv – разность скоростей движущихся слоев жидкости;

μ – коэффициент пропорциональности, абсолютная, динамическая вязкость [5].

Кроме динамической вязкости для расчетов используют также кинематическая вязкость - свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению одной части жидкости относительно другой с учетом силы тяжести. В системе СИ измеряется в м²/сек. Определяется как отношение динамической вязкости к плотности жидкости.

$$v = \frac{\mu}{\rho}, \quad (2)$$

где ρ – плотность жидкости.

На вязкость влияет большое количество факторов:

– При повышении температуры нефти за счет того, что расстояние между молекулами увеличивается и силы взаимодействия становятся меньше, вязкость нефти уменьшается;

– Чем выше полярность компонентов входящие в состав нефти, тем более вязкая нефть;

– Увеличение количества растворенного газа уменьшает вязкость пластовой нефти, но происходит это только до достижения критической точки, которой является давление насыщения нефти газом, далее газ перестает растворяться в нефти, а значит и вязкость не изменяется;

– На вязкость нефти также влияет и ее химический состав, так стоит отметить, что смолистые вещества в составе нефти имеют наибольшую вязкость и вязкость нефти увеличивается с увеличением их содержания, а алканы нормального строения напротив, имеют наименьшую вязкость. С увеличением же молекулярного веса и температуры кипения компонента вязкость возрастает значительно. Также наличие в структуре компонента нафтеновых колец увеличивает вязкость, при чем не редко эти кольца увеличивают вязкость намного значительнее, чем наличие ароматических колец. Увеличение количества циклов в компоненте повышает вязкость. Также большую роль играет углеводородная цепь, при повышении количества ответвлений вязкость становится больше, как и при повышении разветвления этих боковых цепей [4].

Классификация нефти по вязкости представлена в таблице 2.

Таблица 1 – Классификация пластовой нефти по плотности [7]

Плотность нефти при 20⁰ и 0,1 МПа, г/см³	Типы нефти
до 0.830	Особо легкая
0.831- 0.850	Легкая
0.851- 0.870	Средняя
0.871-0.895	Тяжелая
Более 0.895	Битуминозная

Таблица 2 – Классификация пластовой нефти по вязкости [7]

Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Типы нефти
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до 10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Известно, что большое влияние на свойства нефти оказывает содержание серы, смол, асфальтенов и парафинов. Классификация нефти по содержанию данных компонентов представлена в таблицах 3-5.

В состав нефти сера может входить в виде различных соединений, которые по своему действию подразделяются на активные и пассивные. Ее наличие отрицательно сказывается на качестве нефти. Сера ускоряет коррозию оборудования. Кроме этого гетероциклы, содержащие серу, способствуют формированию смол.

Таблица 3 – Классификация нефти по содержанию серы [7]

Содержание серы в нефти, %	Типы нефти
До 0,5	Малосернистые
0,5-1,0	Среднесернистые
1,0-3,0	Сернистые
Более 3,0	Высокосернистые

Таблица 4 – Классификация нефти по содержанию асфальтенов и смол [7]

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
Более 15	Высокосмолистые

Таблица 5 – Классификация нефти по содержанию парафинов [7]

Содержание парафинов, %	Типы нефти
Менее 1,5	Малопарафинистые
1,51-6	Парафинистые
Более 6	Высокопарафинистые

Все нефти имеют различный состав и содержание компонентов, но для высоковязких нефтей России проведены исследования и выявлены средние показатели, они представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Физико-химические свойства высоковязких нефтей России[4]

Показатели нефти	Среднее значение	Интервал изменений
Плотность, г/м ³	0,91	0,80-1,00
Содержание серы, %	2,29	0,00-5,42
Содержание парафинов, %	3,58	0,00-21,80
Содержание смол, %	17,26	1,40-60,00
Содержание асфальтенов, %	4,56	0,00-23,40
Фракции н.к. 200 ⁰ С, м.%	13,87	1,20-24,20
Фракции н.к. 300 ⁰ С, м.%	30,37	14,00-49,00
Фракции н.к. 350 ⁰ С, м.%	38,27	17,10-58,30
Содержание вольфрама, м.%	0,03	0,00-0,12
Содержание никеля, м.%	0,01	0,00-0,05
Отношение «пристан/фитан»	0,99	0,59-4,35
Температура пласта, ⁰ С	36,82	7,00-109,00
Пластовое давление, МПа	16,83	1,32-221,20

На основании анализа таблицы делаем вывод, что высоковязкие нефти России являются в среднем битуминозными, сернистыми, парафинистыми и высокосмолистыми, при этом они имеют низкое содержание фракции с температурой начала кипения 200⁰С.

1.2 Геологические особенности залегания высоковязкой нефти на месторождениях

Месторождения ВВН отличаются условиями залегания, но проведенные исследования показали зависимость вязкости нефти от глубины залегания. Аналогично другим континентам преобладающими глубинами, на которых находятся залежи ВВН в России, являются глубины от 1000 до 2000 метров. В России на таких месторождениях находится до 82% запасов от общего числа ВВН. Остальные 18% залегают на глубинах от 2000 до 4000 метров, при этом отмечается тенденция, что с увеличением глубины залегания количество ВВН уменьшается.

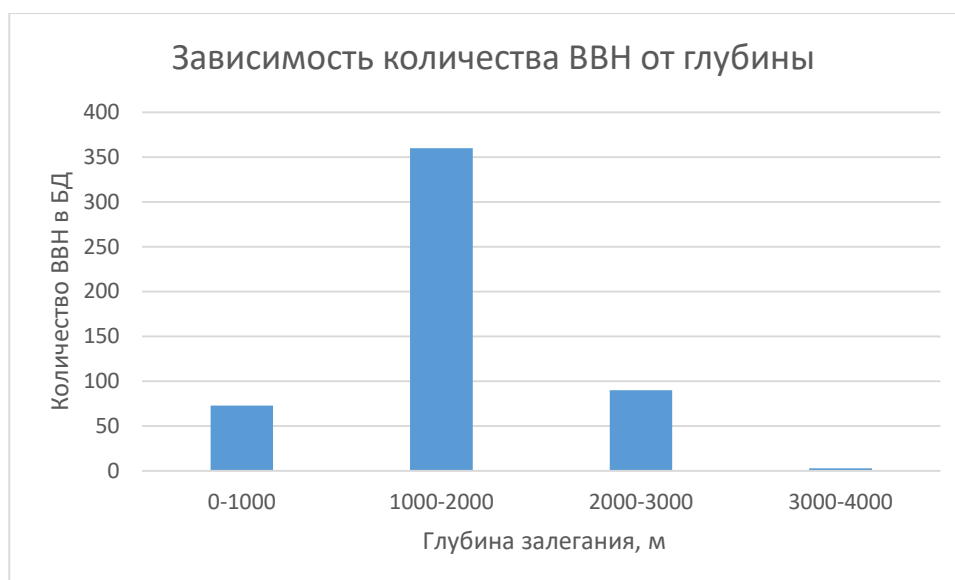


Рисунок 3 – Зависимость количества высоковязкой нефти от глубины залегания

При этом стоит отметить, что наиболее вязкие нефти располагаются на глубинах от 1000 до 2000 метров, далее начиная с 2000 метров вязкость нефти начинается уменьшаться с глубиной залегания.

Существует зависимость и между возрастом пород, в которых содержится вязкая нефть, и вязкостью. Как показывают исследования, наибольшую долю ВВН в России составляют палеозойские нефти, это примерно 74% от их общего количества. Что касается количества образцов нефти, то наиболее широкой выборкой обладают нефти приуроченные к каменноугольной стратиграфической системе.

Коллекторы, содержащие в себе тяжелую, высоковязкую нефть, преимущественно являются по строению сложными и относятся к категории залежей очень сложного строения, относятся к категории эксплуатационных объектов с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ). Значения динамической вязкости для них превышают значения для легкой нефти в сотни раз и значениях их могут достигать отметок в 1000 и более мПа·с. При этом из-за высокого содержания тяжелых компонентов в составе такая нефть имеет и высокие значения плотности [8].

Для описания состояния маловязких нефтей используется уравнения Ньютона, одна в следствии особенностей состава и структуры ВВН данное уравнения для них не применимо и используется другие реологические уравнения.

Для такой нефти закон Дарси для их фильтрации не выполняется, связано это с тем, что для движения такой нефти необходимо преодолеть начальный градиент давления, на который оказывает влияние свойства нефти, а также фильтрационно-емкостные характеристики пласта. Также и выбор системы разработки таких месторождения и выбор методов интенсификации имеет свои особенности, связанные в первую очередь с высокими значениями динамической вязкости [8].

Широко применимы для разработки таких залежей является горизонтальное окончание скважин, а также более плотное расположение скважин. При этом сетка скважин выбирается все также исходя из геологических особенностей строения объекта.

В качестве примеров месторождений высоковязкой нефти рассмотрим месторождения Русское и Катангли.

Русское месторождение находится в районе Ямало-Ненецкого автономного округа и та его часть, что содержит ВВН приурочена к Сенюманской залежи [8].

По своему геологическому строению является сложным. Сенюманская залежь состоит из гидродинамически несвязанных блоков, которые отделены друг от друга тектоническими разломами. Газонефтяные и водонефтяные контакты имеют различные гипсометрические отметки как внутри каждого рассматриваемого блока, так и в различных блоках. Данный факт привел к тому, что в пределах толщи было выделено 5 самостоятельных залежей, которые отделяет друг от друга небольшие по толщине глинистые прослои. Преимущественно запаса сосредоточены в центральном блоке, ВНК имеет

гипсометрическую отметку в среднем 870 метров. Оторочка по вертикали занимает до 100 метров, газовая шапка до 150 метров.

Пористость достигает значений в 26-35% на участках с слабоцементированным коллектором. Проницаемость же изменяется в широких пределах от 1 до 1790 мД, но при этом среднее значение 136 мД. Нефть имеет следующие характеристики: содержание серы –0,35%, смол – 11,4%, преимущественно нафтеновая –39,95%. Температура в пласте ее залегания около 20 °С. Плотность колеблется в пределах 940-956 кг/м³ [8].

Эксплуатация велась как на природных режимах, так механизированной добычей, также применялось внутрислоежное горение. Осложняющим фактором для применения тепловых методов является наличие многолетних мерзлых пород (ММП). Они значительно увеличивают потери тепла закачиваемого агента.

В 2006 году был предложен новый проект разработки, предполагающий один объект ПК₁, период разработки 22 года и КИН 0,283.

Месторождение Катангли территориально расположено совершенно в другой области, а точнее в северной части Сахалинской области.

Тектонически Катанглийская антиклинальная складка приурочена к Ноглико-Катанглийской антиклинальной зоне. Складка имеет сложное строение, ввиду осложнения разрывными нарушениями. В ее пределах выделяется три основных блока, разбиваемые на более мелкие – системой разрывов. Выделено 13 чисто нефтяных залежей [8].

Глубина залегания пластов небольшая, порядка 30-240 метров. По литологическому составу сложены рыхлыми порода – песками и алевролитами, иногда встречаются прослой более сцементированных глинистых алевролитов и песчаников, также прослой глин. Вязкость нефти в пластовых условиях колеблется в широких пределах от 300 до 900 мПа*с. По классификации нефть является к тяжелой, смолистой, малосернистой и малопарафинистой. Первоначально месторождение разрабатывалось на природных режимах, затем

началось применение тепловых методов. С 2009 года предусматривается эксплуатация скважин с горизонтальным окончанием с применением закачки в пласт пара. По прогнозам это позволит увеличить дебит нефти в 7 раз, по сравнению с дебитами, получаемыми эксплуатацией вертикальных скважин [8].

Проанализировав данные по двум вышеописанным месторождениям, можно выделить основные особенности характерные для месторождений ВВН. Пласты, содержащие такую нефть, залегают на относительно не больших глубинах, в них может быть обширная газовая шапка и могут подстилаться пластовой водой. Породы, слагающие эти коллектора, преимущественно являются слабосцементированными, в результате чего будет наблюдаться большой вынос механических примесей. Фильтрационные свойства изменяются в очень большом диапазоне, проницаемость может быть от 3 мД до 2-3 Д. Пласты являются сложными по своему геологическому строению и имеют много тектонических нарушений, из-за чего разбиваются на блоки. Коэффициент расчлененности пласта больше 1. Выделяется более 1 объекта разработки, для каждого из которых проектируется своя технология разработки. На добычу нефти положительно сказывается применение скважин с горизонтальным окончанием. В Северных районах, для которых характерно наличие ММП, возникают сложности с применением тепловых методов, для уменьшения потерь тепла скважины требуют специальной конструкции. При эксплуатации добывающих скважин радиус зоны, на которой распространяются возмущения давления, пропорционален корню кубическому от времени, зависит от дебита скважины или депрессии и начального градиента давления. При описании процессов фильтрации такой нефти начальный градиент давления имеет большое значение, кроме этого он также влияет и на описание процессов вытеснения нефти. Рассмотрим это более подробно [8].

Как известно, классический закон Дарси для ВВН не выполняется. Модель с начальным градиентом давления является одной из первых моделей, которая описывает фильтрацию ВВН как вязкопластичной жидкости в пористой

среде. Вязкопластичная жидкость – это такая жидкость, которая имеет предел текучести, и начинает течь только после превышения приложенным напряжением этого предела [8].

Понятие начального градиента давления подразумевает то, что при нахождении в пласте маловязкой нефти для ее перемещения в пласте достаточно наличие небольшого градиента давления, однако с вязкой нефтью все иначе, для начала движения ее в пласте необходимо преодолеть некоторое сопротивление, которое оказывает жидкость, то есть преодолеть начальный градиент пластового давления [8].

Для плоскорадиальной фильтрации вязкопластичной жидкости закон Дарси имеет следующий вид:

$$v = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r} - g \right), \quad (3)$$

Для вычисления дебита скважины используют формулу:

$$q = Sv, \quad (4)$$

где v – скорость фильтрации; k – коэффициент фазовой проницаемости; μ – динамическая вязкость нефти; $\frac{\partial P}{\partial r}$ – текущий градиент давления; g – начальный градиент давления; S – площадь фильтрации.

Для того чтобы началась фильтрация текущий градиент давления должен превышать начальный градиент давления. При выполнении классического закона Дарси, то есть для маловязких нефтей, начальный градиент давления равняется 0. Кроме того, что начальный градиент давления характеризует структурно-механические свойства нефти, он еще и отражает фильтрационные свойства коллектора.

Из уравнений 2 и 3 можно сказать, что скорость фильтрации обратно пропорциональна вязкости нефти в пластовых условиях, а значит и дебит тоже. При нагреве нефти ее вязкость уменьшается, а значит увеличивается скорость фильтрации и дебит.

Коэффициент пьезопроводности пласта характеризует способность пласта к передаче возмущений, то есть изменений давления, вызванных изменением режима эксплуатации, или характеризует скорость перераспределения давления в пласте в условиях упругого режима. Она зависит от параметров пласта и скважины. Коэффициент пьезопроводности зависит от общей сжимаемости системы. При увеличении доли глинистых пропластков в продуктивном пласте увеличивается сжимаемость, что влечет за собой уменьшение коэффициента пьезопроводности, и как следствие замедляет процесс перераспределения давления [9].

Уравнение пьезопроводности для вязкопластичных нефтей имеет вид:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \chi \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{\partial P}{\partial r} - g \right) \right], \quad (5)$$

где $p(r,t)$ – текущее давление при $r_c \leq r \leq \rho(t)$, r_c – радиус скважины, p_0 – начальное пластовое давление, χ и ε – коэффициенты пьезопроводности и гидропроводности, g – начальный градиент давления; S – площадь фильтрации, $\rho(t)$ – радиус зоны возмущения давления (воронка депрессии).

Гидропроводность является комплексным параметром и состоит из параметров, входящих в уравнение Дюпюи и определяющих зависимость дебита скважины от совокупности геолого-физических и технологических параметров. Величина этого коэффициента характеризует условия фильтрации нефти [10].

Решая данное уравнение методом интегральных преобразований Г.И. Баренблатта, при постоянном дебите Q , получим распределение давления в зоне возмущения и уравнение для определения $\rho(t)$:

$$g\rho(t)^3 + \frac{n(n+4)}{4}q\rho^2(t) = (n+2)^2(q - gr_c)\chi t, \quad (6)$$

Здесь $q = \frac{Q}{2\pi\varepsilon}$, $n=1,2,3,\dots$ числовой параметр.

Результатом приближенного решения будет:

$$\rho(t) = \sqrt[3]{\frac{\chi t(n+2)^2(q - gr_c)}{g}} - \frac{qn(n+4)}{12g}, \quad (7)$$

Из данного решения и следует, что радиус зоны возмущения пропорционален корню кубическому от времени, зависит от дебита скважины, коэффициента гидропроводности и пьезопроводности, начального градиента давления g .

Делаем вывод, что для ВВН, являющихся вязкопластическими жидкостями, воронка депрессии распространяется в пространстве медленнее, чем для маловязких нефтей. Давление в зоне возмущения зависит от радиуса этой зоны – следовательно и от времени.

Однако бывают случаи, когда для определения процессов в пласте недостаточно данных по давлению. Для таких случаев используются данные о температуре в пласте, потому как за изменением давления следует изменение температуры.

Для описания таких процессов используется уравнение энергии, которое описывает такие эффекты как адиабатический эффект, эффект Джоуля-Томсона, конвективный и кондуктивный теплопереносы. Уравнение имеет следующий вид:

$$\left[m\rho c_p + (1 - m)\rho_{sk}c_{sk} \right] \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\partial T}{\partial r} \right] - \rho c_p v \frac{\partial T}{\partial r} + \eta m \rho c_p \frac{\partial p}{\partial t} - \xi \rho c_p v \frac{\partial p}{\partial r} \quad (8)$$

где: c_p – теплоемкость среды; λ – теплопроводность среды; η – адиабатический коэффициент; ξ – коэффициент Джоули–Томсона; m – пористость среды; c_{sk} – теплоемкость пористой среды; ρ – плотность жидкости; ρ_{sk} – плотность пористой среды.

Исследования показывают, что при малых моментах времени температура вязкопластичной нефти на скважине выше, а на некотором отдалении от нее ниже, чем температура ньютоновской нефти. После прохождения 24 часов температура такой нефти в первой половине пласта меньше температуры обычной нефти, а во второй благодаря адиабатическому эффекту картина противоположная.

С увеличением времени температура вблизи скважины повсюду остается ниже температуры ньютоновской нефти. При этом по мере отдаления от

скважины температура вязкопластичной нефти повышается и становится выше температуры обычной нефти, выравниваясь при приближении к границе пласта. При дальнейшем увеличении момента времени температура обычной и вязкопластичной нефтей в пласте приближаются. В стационарном режиме температура вязкопластичной нефти всюду выше температуры нефти с постоянной вязкостью, за исключением границ.

В начальные моменты времени на некоторых участках пласта преобладает адиабатический эффект, в результате которого температура вязкопластичной нефти становится меньше начального заданного значения. Со временем начинает преобладать эффект Джоуля-Томсона, и температура вязкопластичной нефти становится больше начальной температуры в каждой точке [11].

Для изучаемого пространства также есть понятие температурного поля, которое описывает совокупность значений температур в этом пространстве в определенный момент времени. Передача температуры от одной точки в другой происходит только в том случае, когда имеется градиент температуры.

Если представить некоторую поверхность и пересечь ее изотермическими плоскостями разных температур и взять две близкие плоскости, то можно увидеть, что изменение температуры неравномерно в разных направлениях. То есть температурный градиент есть вектор, направленный по нормали к изотермической поверхности в сторону возрастания температуры и численно равный производной от температуры по нормали:

$$\text{grad } t = \frac{\partial t}{\partial n} l_n \quad (9)$$

где l_n – единичный вектор, направленный по нормали в сторону увеличения температуры.

1.3 Современный опыт разработки месторождений высоковязкой нефти

Месторождения, на которых вязкость нефти имеет высокие значения, требуют больших финансовых и ресурсных затрат. Для добычи нефти

применяются особые технологии, нарушение которых может привести к снижению дебита или различным авариям технологического и экологического характера [12].

Разработка и использование новых технологий для разработки ВВН и ПБ является довольно узкой проблемой

На рисунке 4 представлены методы разработки месторождений с высоковязкой нефтью.

Для разработки таких месторождений используют довольно обширный круг методов добычи, применимость которых зависит от геологического строения и условий залегания пластов, физико-химических свойств флюида, состояния и запасов сырья, климатогеографических условий, наличия инфраструктуры и других факторов.

Как уже отмечено для добычи ВВН и ПБ используется три группы способов добычи: скважинный, карьерный и шахтные дренажные системы разработки.

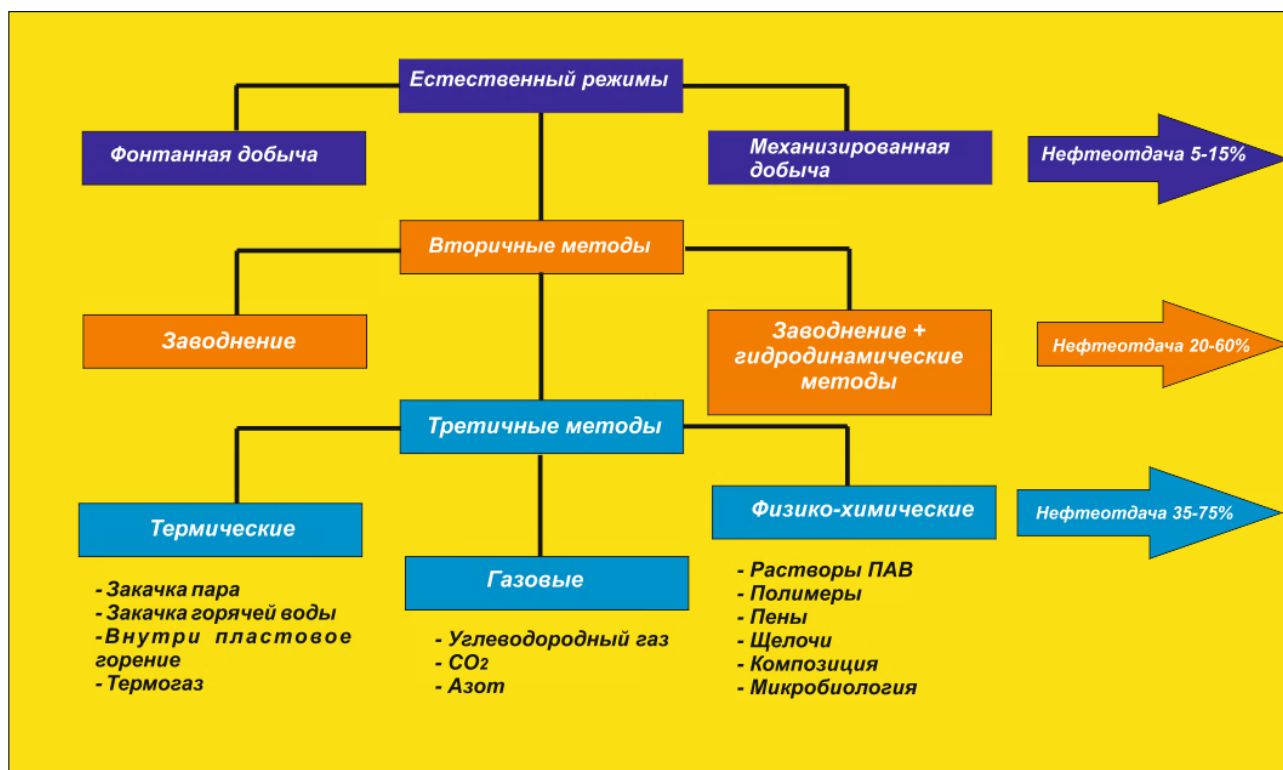


Рисунок 4 – Методы разработки месторождений с высоковязкой нефтью [12]

При использовании карьерного способа добычи открытым способом добывается порода, которая насыщена битумом. Такой способ имеет ограничения, связанные с глубиной залегания пласта, которая не должна превышать 75 метров. Данный способ имеет три этапа:

- 1) Удаление торфяного слоя и породы;
- 2) Извлечение битумных песков из карьера;
- 3) Экстракция битума.

Именно третий этап является главным недостатком данного метода, то есть необходимость дополнительных работ по экстракции углеводородов, но при этом он имеет небольшие капитальные и эксплуатационные расходы и высокий коэффициент нефтеотдачи, порядка 65-85%. [13]

Вторым способом является шахтная добыча. Такая технология используется в России на Ярегском месторождении. Заключается она в переносе добывающего горизонта с поверхности в пласт или близлежащие к нему горизонты. Такой подход позволяет уменьшить противодавления столба жидкости, что позволяет в наиболее полной мере использовать энергию пласта.

В разработке Ярегского месторождения можно выделить три этапа, которые выделяются по различным способам разработки.

В первоначальный период разработка велась скважинами, пробуренными с поверхности. Было пробурено 69 скважин на территории двух участков, площадь которых составляла 43,4 га. Применялась треугольная сетка с расстоянием между скважинами от 75 до 100 метров. Нефтеотдача по площади разработки в этот период составила в среднем 1,8%.

Шахтная дренажно-скважинная разработка на естественном режиме осуществлялась без нагрева пласта по ухтинской и уклонно-скважинной системам с расстоянием между забоями скважин 12-25 метров и длиной стволов 40-250 метров на площади 38,8 км². Пробурено более 116,3 тыс. подземных скважин с общим метражом 10,6 млн.м. На отработанной площади достигнута нефтеотдача 3,6-5,2 %.

Аномально вязкость нефти исключает применение традиционных технологий и является главной предпосылкой к использованию тепловых методов. Результатом внедрения термошахтной технологии на месторождении стало достижение показателя нефтеотдачи 52,3%, а на отдельных участках она превысила 70%.

На месторождении применяется несколько систем, отличающихся расположением скважин и способом подачи пара в пласт: двухгоризонтная, одногоризонтная, двухъярусная, одногоризонтная и двухъярусная с оконтуривающими нагнетательными выработками [14].

Третий способ добычи ВВН является скважинный. Технологии скважинных-дренажных методов зависят от подвижности углеводородов в пласте. Например, в Башкортостане заводнение применяется при разработке месторождений: Вояединского, Саузбашевского и других. Считается, что использование заводнения будет эффективно только в случае, если вязкость нефти менее 80 мПа*с. Так по данным Е.В. Лозина при заводнении в терригенных коллекторах при вязкости нефти 30-40 мПа*с и сетке скважин 4-8 га/скв можно достичь КИН в пределах 0,48-0,60 [15].

Для нефти, диапазон вязкости которой выше, используют так называемые «холодные» методы добычи, в которых для подъема сырья на поверхность его предварительно разжижают закачкой растворителей.

Но наиболее распространенными и эффективными являются тепловые методы добычи ВВН и ПБ, на них приходится до 50% добычи нефти от всех МУН. При их реализации вязкость нефти снижается за счет подогрева с помощью нагнетания в пласт теплоносителя, внутрислового горения, электрического тока. Существуют и комбинированные методы, в которых к закачиваемому агенту добавляют различные химические реагенты типа углекислоты и разновидностей поверхностно-активных веществ (ПАВ) [15].

Для тепловых методов проведены исследования по выявлению наиболее оптимальных параметров теплоносителя и получены следующие результаты, пар

во всех вариантах имеет степень сухости 0,6, общий объем нагнетания равен 2 долям объема пор, остаточная нефтенасыщенность 0,2 для воды и 0,15 для пара.

Таблица 7 – Исходные данные и технологические показатели объекта [15]

Номер варианта	Вид теплоносителя	Температура нагнетания, °С	Давление нагнетания, МПа	Объем тепловой оторочки, доли объема пор	Коэффициент нефтеизвлечения, %
1	Горячая вода	250	8,0	0,8	34,0
2	Горячая вода	300	10,0	0,8	34,7
3	Горячая вода	340	16,0	0,8	35,2
4	Горячая вода	250	8,0	1,2	35,4
5	Горячая вода	300	10,0	1,2	36,0
6	Пар	317	11,0	0,6	38,0
7	Пар	330	13,0	0,6	37,5
8	Пар	346	16,0	0,6	37,1
9	Пар	317	11,0	0,8	40,2
10	Пар	330	13,0	0,8	39,8
11	Пар	346	16,0	0,8	39,5
12	Пар	317	11,0	1,2	42,6
13	Пар	330	13,0	1,2	42,1
14	Пар	346	16,0	1,2	41,7

Таким образом, при выборе в качестве теплоносителя горячую воду существуют оптимальные значения температуры и давления нагнетания, которые обеспечивают наилучшие технологические показатели.

При выборе теплоносителя также стоит учитывать остаточную нефтенасыщенность, потому как с ростом разницы по остаточной нефтенасыщенности эффективность пара будет возрастать. В ином случае показатели для воды могут быть лучше, поэтому необходимо рассматривать каждый конкретный случай [15].

Также проведены исследования зависимости коэффициента нефтеизвлечения при вытеснении нефти паром от расстояния между

нагнетательной и добывающей скважинами. Результаты представлены на рисунке 5.

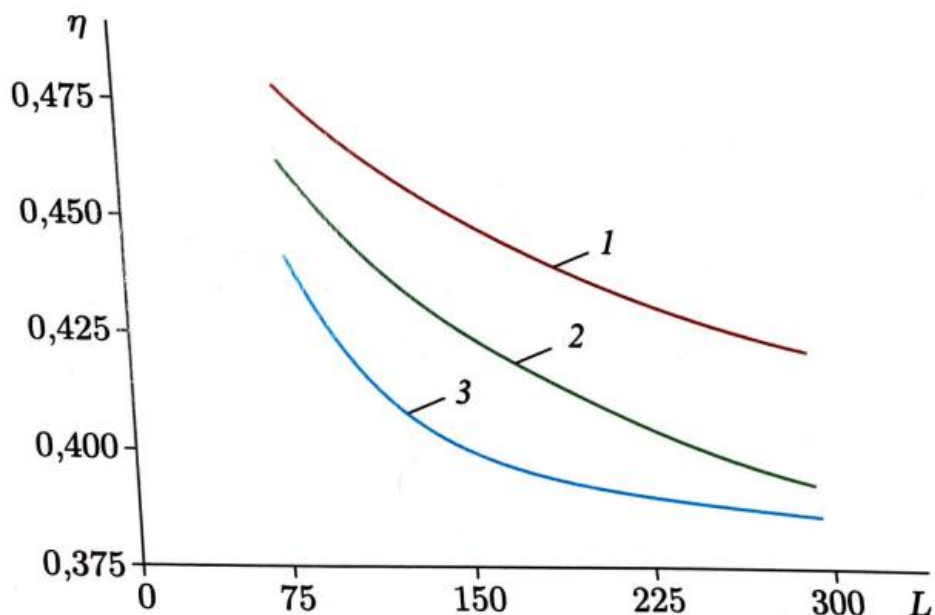


Рисунок 5 – Зависимости коэффициента нефтеизвлечения при вытеснении нефти паром от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами. Вязкость нефти μ_n : 1 – 30; 2 – 62,4; 3 – 100 Мпа*с [15]

Уменьшение эффективности при увеличении расстояния объясняется увеличением тепловых потерь. Также с ростом расстояния между скважинами темп закачки уменьшается, что приводит к удлинению срока разработки и к дополнительным тепловым потерям. При оценке максимально допустимой плотности сетки скважин принимают расстояние, которого достигает тепловой фронт с заданной температурой при создании тепловой оторочки, равной одному объему пор и перемещаемой холодной водой [15].

Одной из самых перспективных технологий термического извлечения нефти является процесс гравитационного дренирования при закачке пара. Технология предусматривает бурения в нефтенасыщенной части двух горизонтальных скважин. Через нижнюю скважину производится отбор, а в верхнюю закачивают пар, который поднимаясь создает паровую камеру. Данный метод используют на горизонтальных скважинах большой протяженности, с

плотной сеткой скважин, что обеспечивает высокие показатели КИН (0,5-0,75).
Схема процесса представлена на рисунке 6.

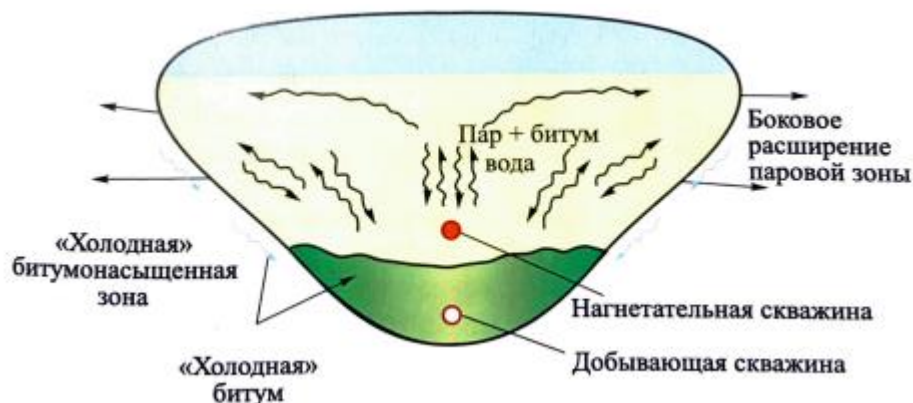


Рисунок 6 – Механизм добычи ВВН и ПБ методом парогравитационного дренажа[15]

Первый пилотный проект был запущен в Канаде, на месторождении ПБ Атабаска, КИН достиг показателя 0,6.

Существует и множество методов которые называются «холодными» [15].

Одним из методов холодной добычи является добыча холодной нефти вместе с песком или СНOPS. Данный метод является первичным. Он предполагает комплексную добычу нефти с песком за счет разрушения слабосцементированного коллектора и создание в пласте соответствующих условий для течения смеси нефти и песка. Чтобы данная технология была эффективна необходимо использовать способствующую поступлению песка схему заканчивания скважин и в пласте должно быть достаточное количество растворенного газа. Предпочтение для данной технологии отдается винтовым насосам, также необходимо использовать всегда самые свежие данные из-за постоянно меняющихся условий на забое. Данный метод широко применение в Канаде, нерентабельные скважины составляют всего от 10 до 30%, конечный КИН составляет 14-20%.

Еще один «холодный» способ – это закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа (VAPEX). Технология заключается в закачке

в верхнюю скважину растворителя, который образует камеру-растворитель. Данная технология представляет собой дальнейшее развитие концепции парогравитационного дренажа [15]. Метод довольно неэнергоемкий и КИН при его использовании достигает 60%, но при этом он показывает довольно низкие темпы добычи. Данная технология испытывается на многих месторождениях в Канаде.

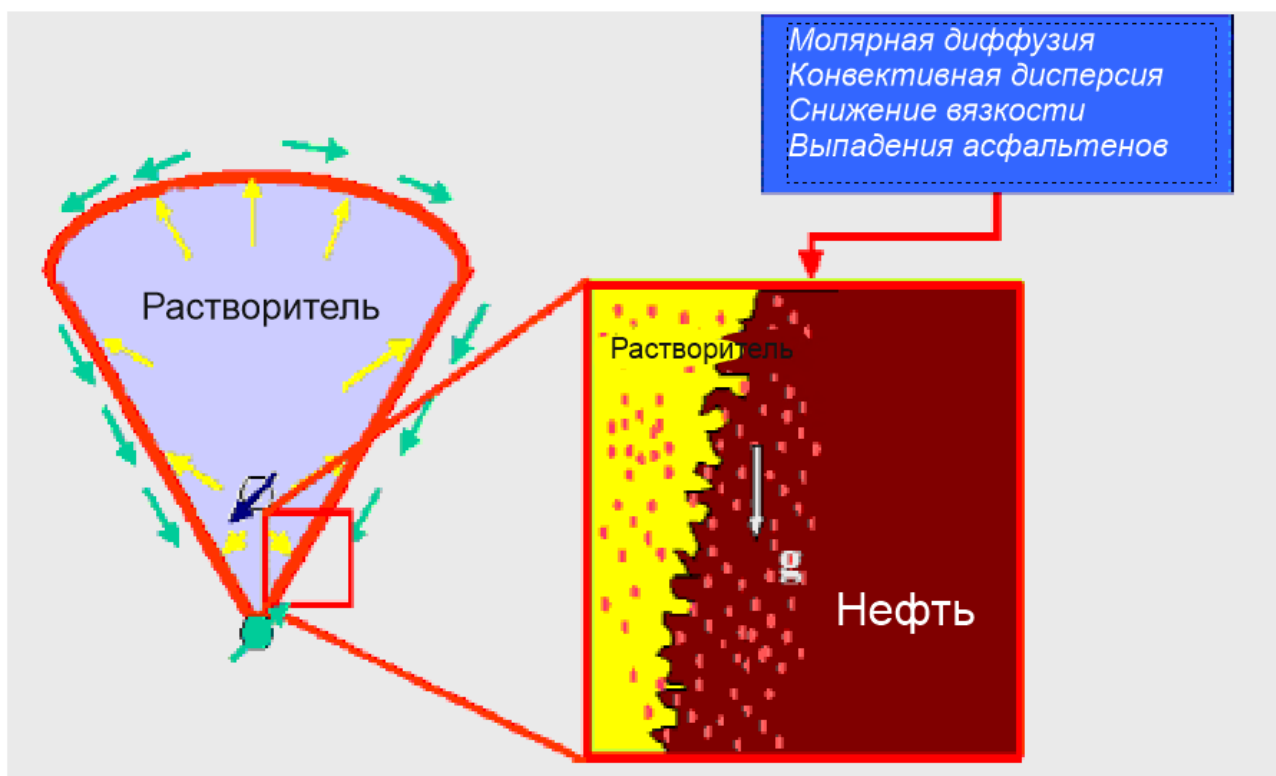


Рисунок 6 – Схема технологии VAPEX

2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

2.1 Технологические критерии применения винтовых насосов для добычи высоковязких нефтей

Для добычи ВВН используют винтовые насосы, они имеют преимущества перед штанговыми в виду не высокой металлоемкости, простой установки и обслуживания и при их эксплуатации гораздо ниже риск экологических аварий.

Винтовые насосы различают с поверхностным и погружным двигателем. В первом случае энергия передается к насосу с поверхности при помощи колонны, вращающихся штанг, а во-втором двигатель входит в погружаемую компоновку насоса и соединяется с наземной станцией при помощи кабеля. Данные особенности насосов определяют область их применения, так установку штангового винтового насоса (УШВН) рекомендуется использовать на глубинах до 1500-2000 метров в скважинах с небольшим углом отклонения от вертикали, в диапазоне дебитов от 3 до 150 м³/сут, а установку винтового насоса с погружным электродвигателем (УЭВН) используют в более глубоких скважинах до 3000 метров, с искривлённым и горизонтальным стволом и обеспечивают дебит до 500 м³/сут [16].

Погружные винтовые насосы представляют собой устройство, которое внутри себя образует напор жидкости, за счет вытеснения жидкости винтами ротора в нем создается давление. Винты ротора вращаются вокруг статора специальной формы. Данный вид насосов имеет широкий диапазон мощностей с подачей от 0,5 до 1000 м³ и с создаваемым давлением от 6 до 30 Мпа.

Особенностью винтовых насосов является то, что его характеристики значительно улучшаются с увеличением вязкости перекачиваемой нефти. Они имеют высокую эффективность при добычи высоковязкой нефти, а также большое содержание газа на приеме насоса не вызывает срыв подачи. Впервые для откачки вязких жидкостей его начали использовать еще в 20-х годах прошлого века, а на месторождении нефтепродуктов применили в 70-х годах,

произошло это в Канаде, где он доказал свою эффективность при добыче тяжелой нефти, содержащей большое количество механических примесей. После этого они получили большую популярность и встречаются на более чем 45000 скважин.

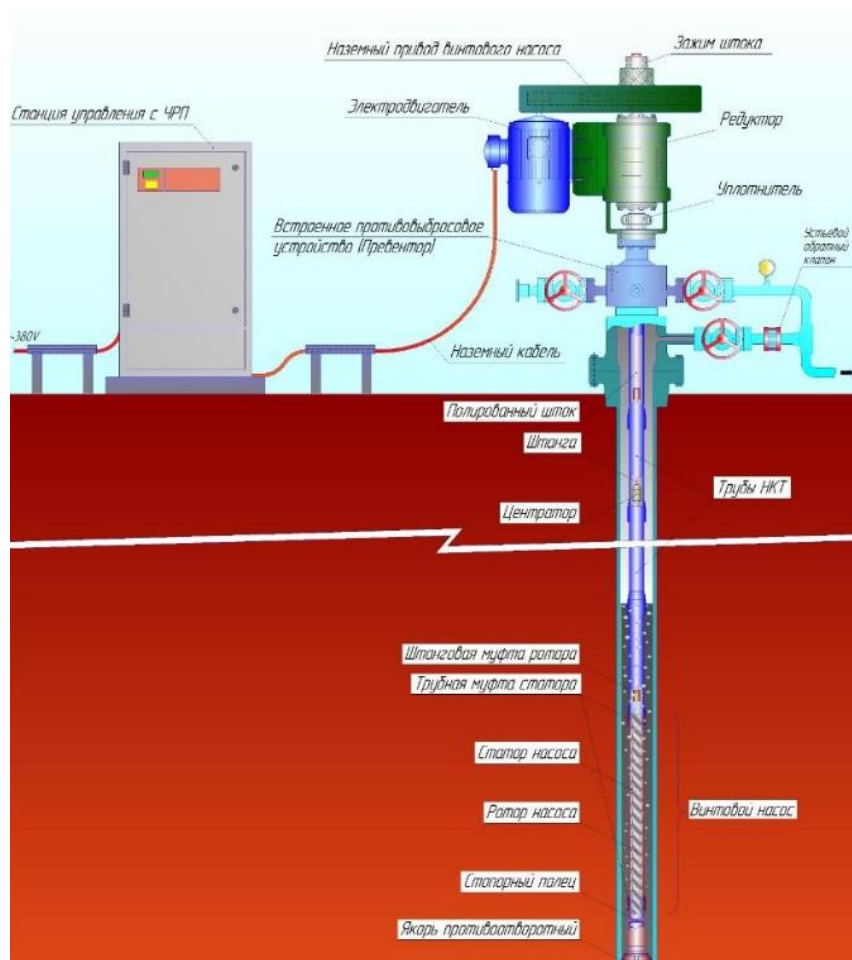


Рисунок 7 – Компоновка установки винтового насоса на скважине

Главным вращающимся элементом насоса является спиралеобразный ротор, вращающийся с определенным шагом. Совершает свое движение он между раздвоенным ротором, который имеет также форму спирали, но шаг витков в два раза больше. Винт однозаходный с плавно нарезанным шагом, имеется довольно весомая разница в отношении размера винта в длину и его глубиной. Винт входит в обойму, расположенную внутри насоса, она имеет поверхность равную удвоенному шагу винта. Основой принципа действия является образование между винтом и обоймой полостей, передвигающихся от канала всасывания до отверстия нагнетания, которые захватывают

перекачиваемую жидкость. По мере передвижения жидкости ее количество нарастает, и тем самым заполняет пустое пространство. В области нагнетательного отверстия происходит сообщение объёма полостей и пространства нагнетания, объем уменьшается и выталкивает жидкость в отводной трубопровод. Насосы бывают:

- Одновинтовые;
- Двухвинтовые;
- Трёхвинтовые;
- Многовинтовые.

При исследовании одновинтовых насосов водой и другими жидкостями, имеющим большую вязкость и плотность выяснилось, что при увеличении данных параметров существенно возрастает как предельное давление, развиваемое насосом, так и полезная мощность при его работе в экстремальном режиме.

Зависимость характеристик такого насоса от плотности и вязкости жидкости подобно зависимости от числа шагов рабочих органов. С их ростом при постоянстве межвиткового перепада давления объемные потери снижаются, что объясняется увеличением нагрузочной способности насоса. Но данная зависимость не так однозначна, в виду того что одновременно возрастают и гидравлические потери, снижается индикаторное давление, изменяются силовые факторы и механические потери.

Рассмотрим влияние вязкости более подробно. При рассмотрении стоит учитывать, что для жидкости определенной вязкости имеется предельная скорость движения, выше которой она не может увеличиться из-за преобладания сил трения. Для данного режима характерно снижается подача и КПД насоса. Большое влияние на этот процесс имеет натяг между ротором и упругой обоймой статора. В целом учесть все особенности рабочего процесса теоретически практически невозможно, поэтому используют и экспериментальные данные.

В целом можно сказать, что для конкретного винтового насоса для жидкости определенной вязкости имеется значение предельной подачи, выше которой возникает кавитационный режим работы, температура превышает предельно допустимые значения, ресурс работы насоса сокращается.

Таким образом подбирая одновинтовой насос для добычи вязкой жидкости необходимо правильно определить оптимальную частоту вращения, потребляемую мощность и кавитационный запас.

Для определения максимальной частоты вращения ротора может быть использована формула:

$$n = \frac{15\pi}{W} \frac{D_{\text{вс}}^3}{V} \frac{\Delta p_{\text{в}}}{\mu} \quad (9)$$

где $D_{\text{вс}}$ – диаметр всасывающего канала; $\Delta p_{\text{в}}$ – кавитационный запас; W – безразмерный коэффициент пропорциональности.

Как раз-таки коэффициент W зависит от вязкости и определяется по экспериментальной зависимости.

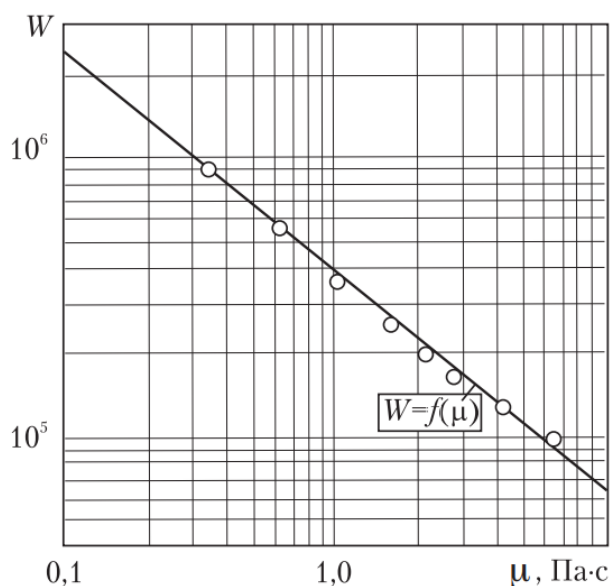


Рисунок 8 – Зависимость безразмерного коэффициента W от вязкости перекачиваемой жидкости

На рисунке 8 представлена такая зависимость для насоса $D_{\text{вс}} = 10$ см, $V = 523$ см³, и $p_{\text{вх}} = 0,04$ МПа. Как видим из этой зависимости, чем больше вязкость

перекачиваемой жидкости, тем большее значение имеет этот коэффициент, соответственно меньше частота насоса и выше потребляемая мощность.

2.2 Обоснование применения технологий по извлечению высоковязких нефтей с применением пара

Процесс вытеснения нефти с помощью водяного пара является более сложным процессом, чем вытеснение водой. Пласт нагревается во время этого процесса в первую очередь за счет скрытой теплоты парообразования. Степень сухости пара при продвижении по пласту уменьшается до его полной конденсации. До израсходования всей скрытой теплоты парообразования температура как пласта, так и пароводяной смеси равна температуре насыщенного пара. Далее нагревание пласта происходит уже за счет температуры горячей воды, в результате чего ее температура становится равной начальной пластовой температуре. Пар нагнетается в пласт через специальные паронагнетательные скважины, которые находятся в пределах контура нефтеносности, а нефть извлекается через добывающие скважины. В процессе в пласте образуется 4 зоны, которые отличаются по температуре, по отношению паро- и водонасыщенности и механизму извлечения нефти. Схема представлена на рисунке 8.

Зона 1 – это зона влажного пара. В данной зоне температура близка к температуре, с которой нагнетается пар, зона расположена рядом с нагнетательной скважиной и уменьшается с удалением от нее. Скорость изменения температуры зависит от давления и температуры насыщения. Нефтенасыщенность данной зоны изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти паром, а также за счет испарения легких компонентов. Газообразные легкие фракции в дальнейшем конденсируются и играют большую роль в вытеснении нефти, выполняя функции растворителя. Новым фактором извлечения нефти является процесс испарения нефти, которая остается в порах скелета после вытеснения ее с внутренним давлением и горячим конденсатом зоны 2,двигающимся вперед фронта паровой зоны.

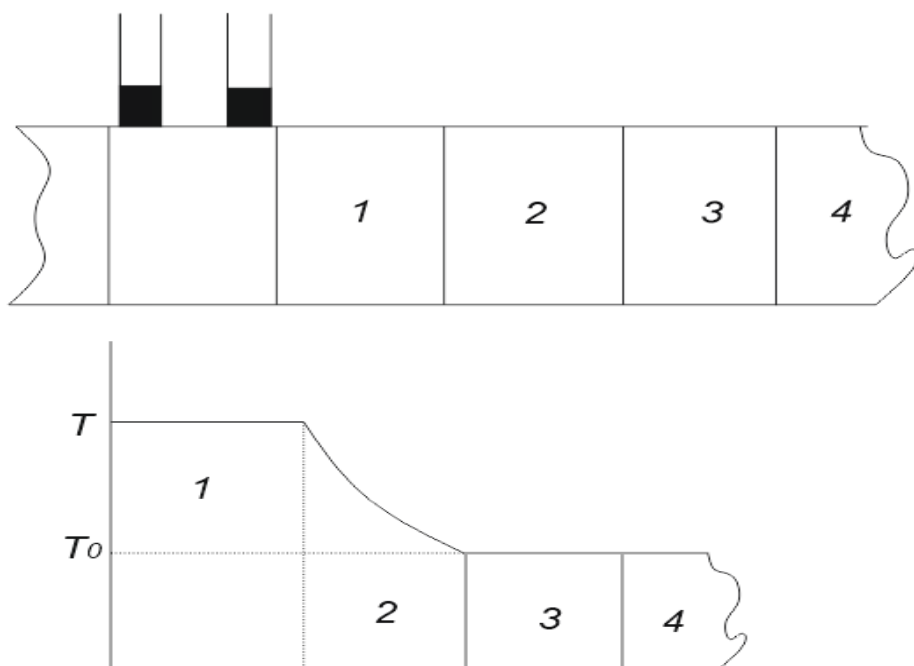


Рисунок 8 – Схема вытеснения нефти паром. Зоны 1 – вытеснения нефти паром; 2 – горячего конденсата; 3 – не охваченная тепловым воздействием; 4 – пластовой нефти.

Зона 2 является зоной горячей воды. В ней на довольно небольшом интервале пары воды и газообразные углеводороды конденсируются при соприкосновении с холодным коллектором. На протяжении всей зоны температура воды падает от температуры пара до начальной пластовой, а вязкость нефти снижается за счет сконденсировавшихся легких компонентов и повышения температуры. Нефть вытесняется горячей водой за счет повышения подвижности и усиления капиллярных эффектов.

Зона 3 уже является зоной, которая не охватывается тепловым воздействием, а вытеснение нефти происходит за счет воды, температура которой соответствует пластовой. Насыщенность воды снижается до значения насыщенности связанной воды.

В зоне 4 нефть фильтруется без воды при пластовой температуре. Таким образом вытеснение нефти при закачке в пласт пара достигается за счет следующих эффектов:

–снижение вязкости, что способствует улучшению охвата пласта воздействием;

–расширения нефти;

–перегонки ее паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

У тяжелых нефтей вязкость при нагреве ее падает более интенсивно. Вязкость воды же падает медленнее при ее нагреве, что также способствует наиболее эффективному нефтеизвлечению. Повышение подвижности нефти, к которому приводит ее нагрев, оказывает существенное влияние на коэффициент охвата пласта вытесняющим агентом как по площади, так и по толщине.

Расширение нефти до 10-20% за счет ее нагрева приводит к появлению дополнительной энергии для вытеснения нефти. Перегонка нефти, за счет конденсации ее легких фракций, образует впереди паровой зоны вал растворителя, что способствует увеличению нефтеизвлечения. Также на этот процесс влияет множество факторов, таких как снижение вязкости, дистилляция и другие факторы, эффект которых отображен на рисунке 9.

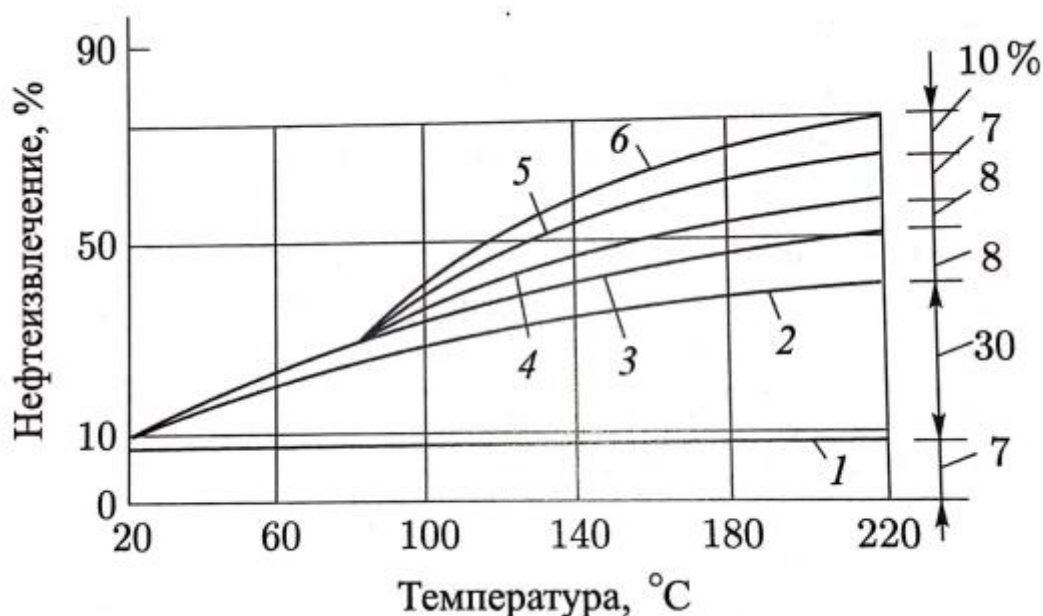


Рисунок 9 – Зависимость нефтеизвлечения от различных факторов при паротепловом воздействии. 1 – режим истощения при естественной

температуре; 2 – снижение вязкости; 3 – термическое расширение; 4 – дистилляция; 5 – газонапорный режим; 6 – изменение подвижности.

Также существенное влияние на вытеснение нефти оказывает свойства система «нефть-вода-порода». С ростом температуры уменьшается толщина адсорбционного слоя поверхностно-активных молекул нефти на поверхности поровых каналов и в результате проницаемость пласта увеличивается. Так опыты показали, что при 100 °С вытесняется 62% нефти, а при 200 °С уже 75%.

Существенно препятствуют добычи нефти ее тяжелые компоненты, обладающие высокой вязкостью, такие как парафины, смолы и асфальтены. С повышением температуры коэффициент затухания фильтрации уменьшается в таком случае, а при температуре 60-65 °С и вовсе исчезает, что способствует нефтеизвлечению.

На характер распределения температуры в пласте при нагревании паром влияют потери тепла через кровлю и подошву и снижение давления. Основное тепло уходит на нагрев породы, из-за чего фронт распространения температуры отстает от фронта вытеснения нефти. Эффект реагирования скважин на отставание этого фронта необходимо заранее определять для каждого конкретного случая.

Эффективность процесса вытеснения нефти паром зависит от термодинамических условий пласта, свойств флюида, породы коллектора, применяемой технологии и может изменяться в широких пределах. Рассмотрим способы воздействия паром на пласт.

2.2.1 Пароциклическая обработка скважин

Суть метода заключается в циклическом прямом нагнетании пара в пласт через добывающую скважину, их выдержку в закрытом состоянии в течении какого-то времени и дальнейшей добычи нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Целью является прогревание пласта в призабойной зоне пласта (ПЗП), снижение вязкости нефти, повышении давления, облегчении фильтрации и увеличении притока нефти к скважинам.

Механизм данного процесса является довольно сложным, в него включены все те же явления, которые происходят при вытеснении нефти паром, также они дополняются противоточной капиллярной фильтрацией, перераспределением в микронеоднородной среде нефти и воды во время выдержки скважины. Когда пласт нагнетается в скважину в первую очередь он конечно занимает наиболее проницаемые участки и крупные поры. Во время выдержки скважины огромное значение имеют капиллярные силы, которые способствуют перераспределению насыщенности, так горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых участков в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами [17].

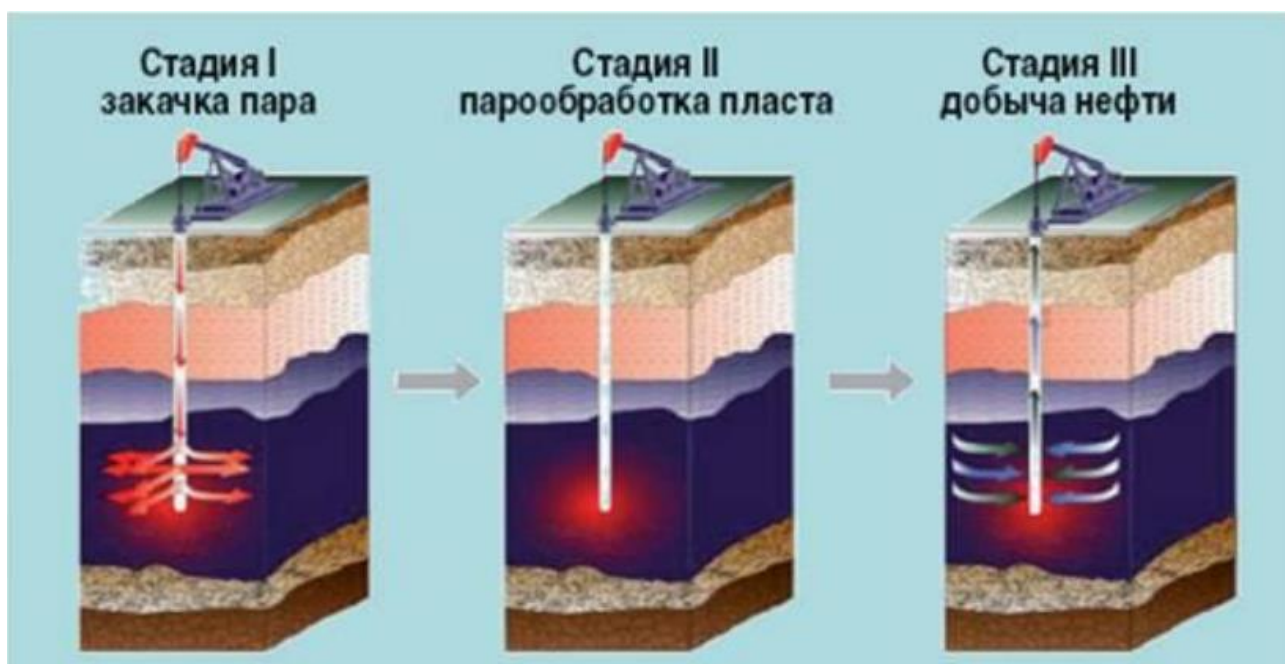


Рисунок 10 – Схема пароциклической обработки скважин

Весь цикл закачки пара длится около 10-20 суток, объем закачиваемого пара зависит от толщины пласта и приемистости скважины. Принято считать, что на один метр пласта для эффективного действия необходимо закачать 100 тонн пара.

После закачки пара скважину закрывают на выдержку на период 5-10 суток до полной конденсации пара, а если для нагнетания использовалось какое-то специальное оборудование, то его извлекают из скважины. Также во всех

случаях перед спуском насосного оборудования необходимо учитывать его термостойкость.

Результатом пароциклической обработки (ПЦО) скважин является увеличение ее дебита в 3-5 и более раз, а также продолжительность работы с повышенным дебитом в течении 6-12 месяцев. После того, как эффект от обработки снижается и все возвращается в начальное состояние, проводят следующий цикл, но эффект от цикла к циклу снижается. Количество циклов имеющих эффект составляет 3-4. Эффективность ПЦО возрастает с увеличением толщины пласта и пластового давления, поэтому применять его в маломощных пластах и пластах истощенных на естественных режимах нецелесообразно [17].

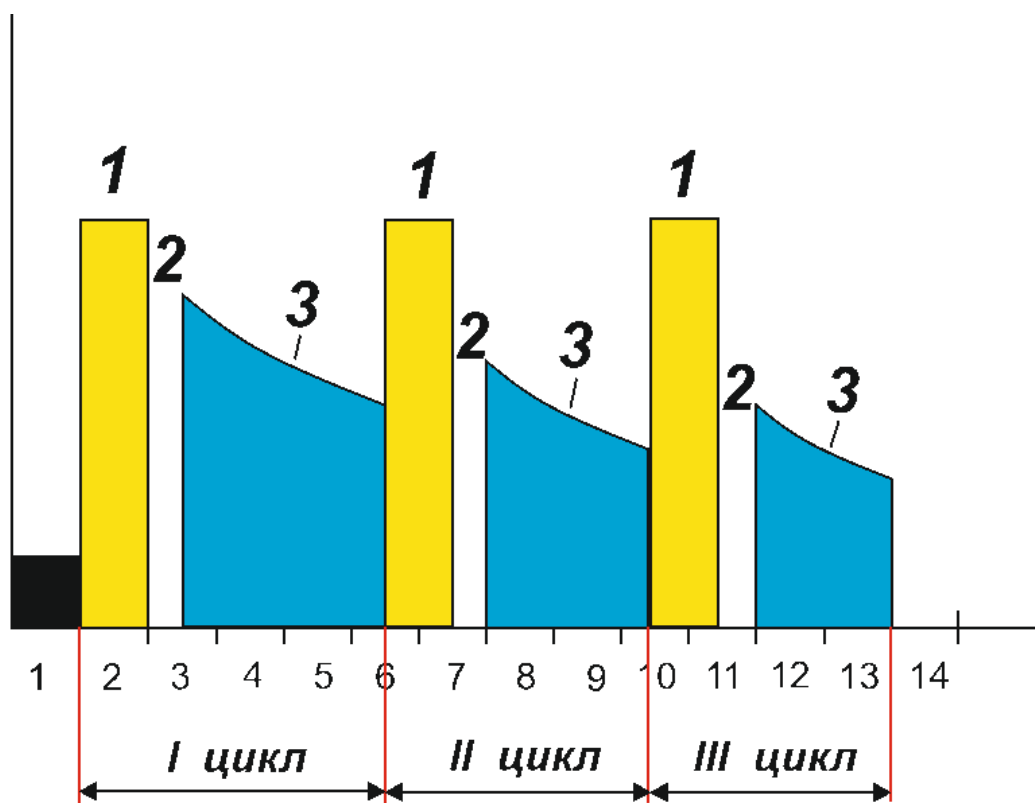


Рисунок 11 – Схема трёх последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины. 1 – нагнетание пара; 2 – паропродитка; 3 – добыча нефти [17].

Наибольший опыт ПЦО накоплен на пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, где ежегодно проводится по 40-50 ПЦО. Стоит сказать, что само по себе ПЦО в вертикальных скважинах не является эффективным методом

увеличения нефтеотдачи. Расчеты показывают, что даже массовое проведение ПЦО по всем скважинам пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, пробуренным на три эксплуатационных объекта, не позволит повысить нефтеотдачу пласта более 14-15%.

Традиционно технологии теплового воздействия на пласт реализуются в две стадии: на первой проводится ПЦО, после чего в целях вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта, переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременному отбору нефти из окружающих добывающих скважин. Применяются такие же системы, как и при заводнении: пятиточечные, семиточечные, девятиточечные и линейные. На залежах ВВН до перехода к площадной закачке пара проводят 1-2 ПЦО в нагнетательных скважинах в целях увеличения их приемистости [18].

Пароциклическая обработка применяется на Бурановском месторождении на двух горизонтах: Вереиско-Башкирский и Визейский. Первый характеризуется вязкостью нефти 48,9 мПа*с, проницаемостью 0,298 мкм², начальной пластовой температурой 21,4 °С. На нем реализовано 38 проектов по ПТОС в результате чего получена дополнительная добыча 555,0 тонн с каждой скважины, на которой проводится данное геолого-техническое мероприятие. Второй характеризуется вязкостью нефти 76,6 мПа*с, проницаемостью 0,100 мкм², начальной пластовой температурой 26,3 °С. На нем реализовано 6 проектов по ПТОС в результате чего получена дополнительная добыча 320,0 тонн нефти с каждой скважины, на которой проводится данное геолого-техническое мероприятие.

Возможно рассчитать максимальную зону теплового воздействия и времени закачки теплоносителя при пароциклическом воздействии. Для расчета принимается, что происходящие тепловые потери подчиняются закону Ньютона-Рихмана:

$$q = \alpha_T(T - T_0) \quad (10)$$

где q – удельные теплотери из пористой среды в кровлю и подошву пласт; α_T – коэффициент теплопередачи.

Приняв, что на теплосодержание оказывает влияние только его температура и теплоемкость, а также, имея данные о структуре теплового поля, можно рассчитать мощность суммарных тепловых потерь из прогретой зоны:

$$\frac{dW}{dt} = \int_{r_w}^{r_f} 2\pi r \alpha_T (T(r) - T_0) dr \quad (11)$$

где $T(r)$ – средняя по сечению пласта температура в точке r .

В зоне парового плато $T(r)$ является постоянным значением и равняется температуре насыщения T_s , при этом при удалении к зоне фильтрации горячей воды она падает и изменяется по экспоненциальному закону, благодаря чему интеграл может решиться аналитически.

Но когда скорость закачки пара в пласт постоянна, то темп ввода теплоносителя рассчитывается по простой формуле:

$$\frac{dH}{dt} = Q \rho_g (s_g (T_s - T_0) + l) \quad (12)$$

где Q – скорость закачки пара; ρ_g – плотность теплоносителя; l – скрытая теплота парообразования.

Для определения максимальной зоны прогрева пласта приравняются выражения 11 и 12, и находится максимальный радиус зоны прогрева r_f .

Теория неизотермической фильтрации гласит о том, что скорость тепловых фронтов в линейном случае постоянна, а в радиальном пропорциональна квадрату радиуса. Таким образом можно вычислить время закачки до формирования стационарного распределения температур, то есть время цикла закачки:

$$D = \frac{\pi h (r_f^2 - r_w^2)}{t} = \frac{Q K_T}{m} \quad (13)$$

Откуда следует, что:

$$t_1 = \frac{\pi h m (r_f^2 - r_w^2)}{Q K_T} \quad (14)$$

где K_T – отношение теплосодержания теплоносителя и насыщенной пористой среды; h – мощность пласт; m – пористость; t_1 – время закачки теплоносителя.

2.2.2 Площадная закачка пара

Режим теплового воздействия на пласт в данной технологии отличается.

Пласт при площадной закачке пара разделяется на зоны по распределению температуры. Первая зона – это зона перегретого пара, в ней температура пара снижается до температуры насыщенного пара. В зоне 2 насыщенного пара тепло передается пласту за счет скрытой теплоты парообразования. Температура пласта в этой зоне остается практически постоянной, а сухость пара уменьшается от 1 до 0. В зоне 3 горячего конденсата температура снижается до начальной пластовой. Впереди теплового фронта с большим опережением перемещается фронт холодной воды или гидродинамический фронт 4. Получается, что пластовая система подвергается действию холодной воды, горячего конденсата и пара. Данное деление пласта на зоны обуславливает распределение нефте- и водонасыщенности. В зоне пара она имеет минимальные значения –0,1-0,15.

К факторам, благодаря которым повышается нефтеотдача относятся:

- Снижение вязкости нефти;
- Термоупругое расширение флюида;
- Снижение коэффициента растворимости газа в нефти, выделение газа и активизация режима растворенного газа;
- Интенсификация капиллярной пропитки водой. Установлено, что существует некоторая начальная температура, ниже которой пропитка не происходит;
- Дистилляция нефти паром и смешивающее вытеснение. В первой зоне происходит испарение легких компонентов нефти, которые при своем продвижении и остывании конденсируются;



Рисунок 12 – Схема площадной закачки пара

– Наличие предельного коэффициента сдвига, в связи с неньютоновскими свойствами ВВН, связано это с тем, что при повышении температуры пласта до 70-80 °С нефть перестает иметь неньютоновские свойства.

Применяются следующие режимы воздействия: непрерывный, циклический или режим, основанный на чередовании закачки пара и холодной воды.

Для использования непрерывного режима закачки пара выбирают пласты относительно однородные, но не трещиноватые. Используют его в таких пластах как правило на завершающих стадиях разработки, в целях уменьшения энергетических затрат используют перемещение пара холодной водой. Объем оторочки может быть разный и зависит от толщины пласта, сетки скважин и других факторов, может достигать 0,7-0,8 объема пустотного пространства.

Стоит отметить, что в трещиноватых коллекторах такая технология не эффективна из-за того, что нагнетаемый агент прорывается к добывающим скважинам через трещины и другие зоны повышенной проницаемости.

В неоднородных и трещиноватых коллекторах рекомендуется применять циклический режим закачки теплоносителя.

На Гремихинском месторождении (Удмуртия), содержащем нефть, вязкость которой составляет 120-150 мПа*с в карбонатном порово-трещинном коллекторе применяется технология попеременной закачки пара и холодной воды. Авторы технологии утверждают, что эффективно закачивать агенты в таких пропорциях, чтобы температура пласта имела значения порядка 60-70 °С.

Большой интерес представляет опыт разработки Лыяёльской площади Ярегского месторождения. Рассматривается пласт ОПУ-1, который имеет нефтенасыщенную толщину порядка 10 метров, он подстиляется пластовой водой, а вязкость нефти достигает значений до 20 тыс. мПа*с.

Проводилось испытание традиционной технологий совмещения ПЦО с площадной закачкой пара. Попытки закачки пара в пласт оказались безуспешными. Была использована плотная сетка скважин (0,25 га/скв), но при этом из-за высокого фильтрационного сопротивления пласта закачать пар не удавалось. Тогда приняли решение применить новую технологию, которая включала 2 стадии. Схема технологии представлена на рисунке 13.

На первой стадии совершали, подогрев пласта через водоносный горизонт, подстилающий пласт. За счет прогрева пласта происходило снижение его фильтрационных сопротивлений, после чего можно было переходить к традиционной технологии закачки пара. Кроме этого технология дополнялась закачкой различных агентов: щёлочи, азотсодержащих соединений, паровоздушной смеси и ПАВ для создания в пласте пенной системы.

Благодаря применению данной технологии получилось увеличить нефтеотдачу участка на 53% от фактического показателя.

1 стадия – предварительный прогрев пласта через водоносный горизонт

2 стадия – вытеснение нефти из прогретого паром пласта

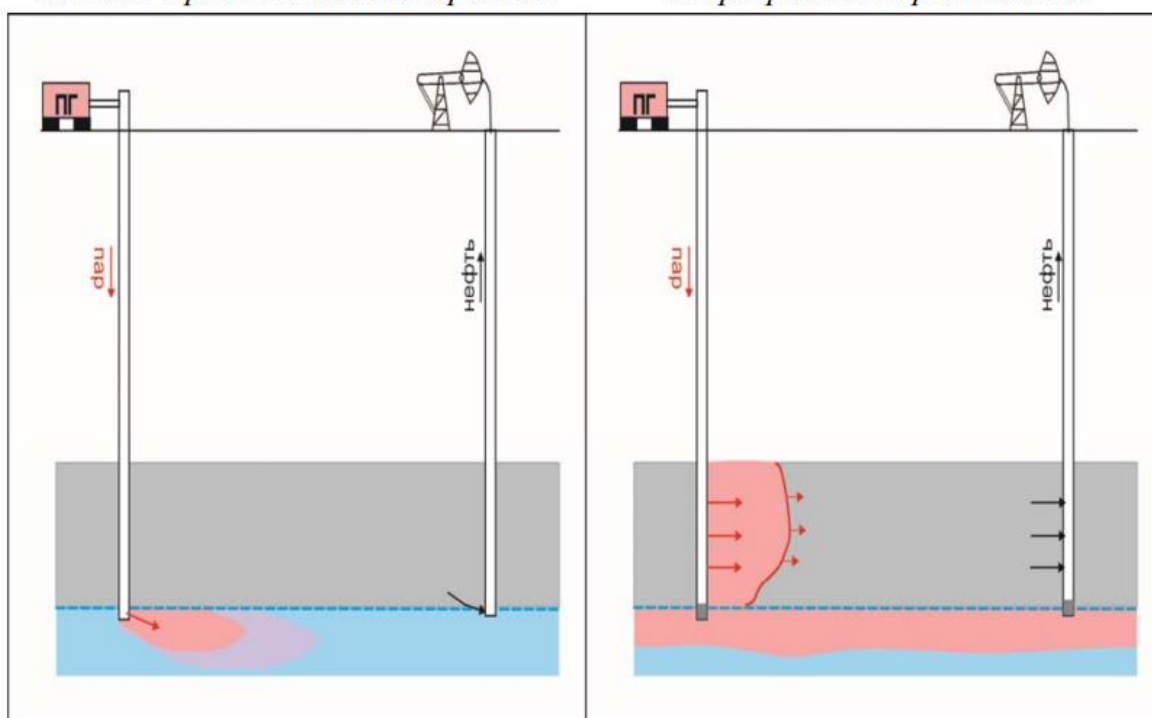


Рисунок 13 – Схема разработки пласта ОПУ-1

2.2.3 Технология парогравитационного воздействия SAGD

Данная технология подразумевает бурение двух горизонтальных скважин, стволы которых располагаются в продуктивном пласте параллельно друг другу. Располагаются скважины вблизи подошвы продуктивного пласта и расстояние между ними обычно принимается около 5 метров. Длина горизонтального ствола скважин достигает 1000 метров. В пласт пар нагнетается через верхнюю скважину, он создает паровые камеры имеющие высокую температуру. Схема представлена на рисунке 14. Для эффективного применения данной технологии необходимо, чтобы выполнялись следующие условия:

- Пласт должен быть однородным;
- Из-за необходимости расстояния между стволами 5 метров необходимо, чтобы нефтенасыщенная толщина имела значения не менее 15 метров;
- Стволы скважин должны быть удалены от водонефтяного контакта;
- Вертикальная проницаемость пласта должна иметь высокие значения.

Первой стадией данного процесса является подогрев, эта стадия длится в течении нескольких месяцев и заключается в циркуляции пара в обеих скважинах. В этот период происходит, прогрев пласта в зоне между двумя скважинами, что обеспечивает их гидродинамическую связь.

На второй стадии идет нагнетания пара только в верхнюю камеру, где за счет разности плотностей пар поднимается в верхнюю часть пласта и создает увеличивающуюся в размер паровую камеру. Теплообмен происходит в месте контакта горячего пара с холодной нефтенасыщенной толщиной, за счет этого нефть нагревается, а пар конденсируется и в виде воды вместе с нефтью под действием силы тяжести стекает к добывающей скважине.

После того как паровая камера достигает кровли пласта, она не выходит за его пределы, а начинает расширяться в стороны, за счет чего нефть находится в постоянном контакте с горячим паром, а потери тепла минимальны.

В качестве преимуществ этого метода стоит выделить, что КИН достигает значений до 0,75, добыча ведется непрерывно, позволяет получить хороший паронефтяной коэффициент.



Рисунок 14 – Схема применения технологии SAGD

Недостатками является требования однородности пласта при немалой его мощности, наличие источника большого количества воды в совокупности с высокопроизводительной парогенерирующей установкой, а также значительные экономические затраты на генерацию пара.

Первый пилотный проект данной технологии проводился в Канаде еще в 1988 году, где было использовано 3 пары скважин с длиной горизонтального участка ствола равной 60 метрам, что позволило достичь значения КИН 0,5. Еще один проект испытывался в Венесуэле в 1997 году (вязкость 10000-45000 мПа*с), где результаты подтвердили эффективность технологии, позволив достигнуть КИН 0,6 при значении 0,1 при циклической паротепловой обработке скважин. В России технология тестировалась на месторождении Ашальчинское в Татарстане с 1999 года.

Перспективным направлением развития технологии является применение углеводородного растворителя, что позволяет повысить технологическую, экономическую и экологическую эффективность. Существуют следующие модификации:

–Vapour Extraction (VAPEX) – извлечение нефти посредством парообразного растворителя,

–Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD) – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя,

–Solvent Aided Process (SAP) – процесс с добавкой растворителя,

–Steam Alternating Solvent (SAS) – чередование закачки пара и растворителя

2.3 Применение химических ингибиторов в процессе добычи высоковязкой нефти

2.3.1 Применение полимерного заводнения на залежах высоковязкой нефти

Одним из эффективных методов, используемых при добыче нефти, является применение потокоотклоняющих технологий. Такой метод воздействия

относится физико-химическим. Метод основан на увеличении фильтрационных сопротивлений участков с высокой обводненностью. Закаченные реагенты образуют в пласте гелевые системы, которые обеспечивают отклонение и перераспределение в нефтенасыщенных слоях воды, которая используется для системы поддержания пластового давления, что приводит к увеличению показателя нефтеизвлечения. Для этих целей могут использоваться различные составы, в том числе и полимерные, которые воздействуют на закачиваемую воду, изменяя ее вязкость. Имеется положительный опыт применения таких технологий как в России, так и за рубежом, опытно-промышленные испытания также проведены на залежах ВВН в Пермском крае. Условия, для которых применялось полимерное заводнение представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Критерии применения полимерного заводнения

№ п/п	Параметр	Единицы измерения	Критерии применимости
1	Глубина залегания пласта	м	600-2500
2	Тип коллектора	–	Терригенный, карбонатный
3	Глинистость	5	<5
4	Толщина пласта	м	2-20
5	Пористость	%	16-35
6	Проницаемость	мкм ²	0,18-1
7	Нефтенасыщенность	%	>60
8	Пластовая температура	°С	<90
9	Вязкость пластовой нефти	мПа*с	30-125
10	Соленость пластовой воды	г/л	<20

Для проведения опытно-промышленной разработки была выбрана Турнейская залежь Южно-Павловского месторождения, которая характеризуется вязкостью нефти превышающей 50 мПа*с. За все время разработки залежи в эксплуатации находилось 14 добывающих скважин, 2 из которых переведены в нагнетательный фонд, но закачка воды не показала высокой эффективности. На 2014 год извлечено примерно 27% от начальных извлекаемых запасов, а обводненность в разные периоды достигала значений в

90%. Имеет высокие значения нефтенасыщенности, пластовое давление 16,6 МПа. У нагнетательных скважин хороший потенциал приемистости.

Растворы полимеров закачивают обычно оторочками в 5-10% порового объема участка. Для рассматриваемой залежи с учетом сетки скважин необходимо закачать порядка 10 000 м³ объема полимера, на что по расчётам потребуется до 1,5 лет. Поэтому предлагается закачивать высококонцентрированные растворы полимеров.

Отмечено, что имеются положительные результаты разовой закачки оторочек полимеров при средней концентрации 0,05% в объеме от 30 до 1200 м³. Эксперименты показывают, что эффективнее закачивать небольшие порции раствора полимеров. По мере того, как они будут продвигаться и разрушаться, будет создаваться оторочка воды, в это время следует закачивать следующую оторочку полимера. В таком случае эффективность закачки полимера выше. При повышенной вязкости используемых растворов полимеров объемы закачки могут быть снижены [19].

При применении полимеров на залежах нефти обычно используют полимеры на основе полиакриламида (ПАА), это высокомолекулярное синтетическое соединение. В России производством ПАА и полимерных растворов на его основе занимаются компании: ООО «Полиэкс», ООО «Зиракс», ООО «Гельсервис».

Для того чтобы прогнозировать технологическую эффективность закачки полимеров необходимо определиться с его содержанием в водном растворе. Была определена зависимость вязкости полимера и кратность увеличения воды в зависимости от концентрации раствора, рисунок 15. При этом вязкость раствора при одной и той же концентрации может иметь разные значения в зависимости от марки ПАА, минерализации пластовой воды и содержания сопутствующих компонентов. Наибольшую эффективность вытеснения достигают тогда, когда вязкости вытесняющего агента и нефти имеют близкие

значения. При увеличении отношения вязкости вытесняющего агента и нефти до 5, эффективность вытеснения продолжает увеличиваться [19].

Проанализирована эффективность применения полимеров на залежи с расчетом 3 нагнетательных скважин с приемистостью 24,20 и 26 м³/сут., рассчитаны 7 вариантов закачки, расчет производится на 10 лет по модели, с учетом разовой закачки раствора полимеров объемом в каждую скважину 6, 6 м³ в одну скважину и 12 м³ в другие 2, 12 м³ в одну и 18 м³ в оставшиеся, по 30,75,120 и 300 м³. При базовом варианте без применения полимера накопленная добыча составила 216,7 тыс.т, при закачке полимера максимум достигнут при наибольшей закачке полимера – 237,3 тыс.т. Увеличение коэффициента нефтеизвлечения при этом составило 9,64%. Из графика на рисунке 16 видно, что увеличение нефтеотдачи существенно происходит при закачке полимера объемом от 50 до 100 м³. С увеличением до 900 м³ количество добытой нефти конечно увеличивается, но прирост не значительный. С учетом этого рекомендуется закачка раствора полимера в каждую скважину в объеме 75 м³ при концентрации 0,45%. При этом кроме увеличения нефтеотдачи наблюдается снижения обводненности добываемой продукции на 8-32% [19].

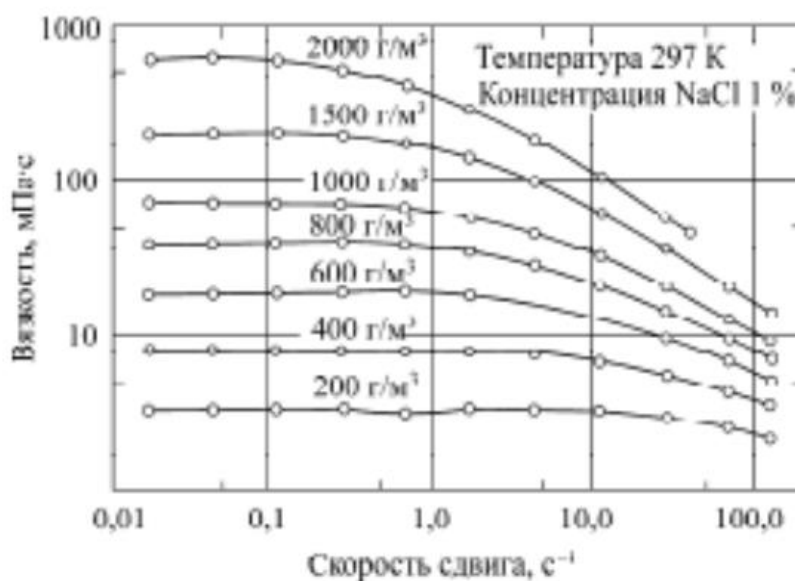


Рисунок 15 – Зависимость вязкости полимера на основе ПАА от концентрации ПАА и скорости сдвига [19]

Также эффективность применения полимерного заводнения доказана при проведении опытно-промышленных работ на месторождении Восточно-Мессояхское, на котором вязкость нефти лежит в пределах 111,1 – 121,4 мПа*с. В результате работ прокачено 3% объема порового пространства, определена целевая вязкость, целевая приемистость, без разрыва пласта.

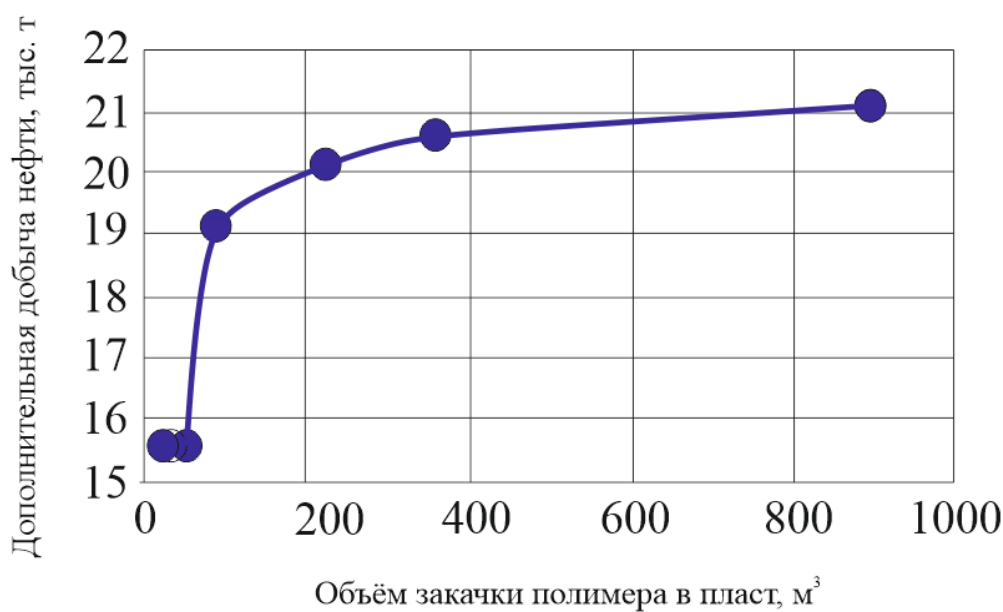


Рисунок 16 – Зависимость дополнительной добычи нефти от объема закачки полимера [19]

2.3.1.1 Термополимерное периодическое воздействие

Ещё в прошлом веке началась разработка нового комбинированного воздействия на пласт с ВВН – термополимерное периодическое воздействие.

Как рассмотрено ранее, при обычном полимерном воздействии полимер попадает в наиболее проницаемые зоны пласта и закупоривает их, повышая фильтрационные сопротивления. Вода, попадая в пласт, огибает эти зоны и вымывает нефть из менее проницаемых зон пласта. Но такой механизм эффективен лишь на небольшом удалении от скважины, из-за того, что полимер закупоривший наиболее проницаемые зоны препятствует дальнейшему проникновению вязкого раствора полимера.

Механизм термополимерного воздействия заключается в том, что в первую очередь в пласт нагнетается горячий агент (вода), которая прогревает породу, а затем раствор полимера, который нагревается в пласте и становится менее вязким, в следствии чего он попадает не только в высокопроницаемые зоны, но и зоны с низкой проницаемостью, это обеспечивает наиболее полный охват пласта.

По мере того, как полимер продвигается в глубь пласта, за счет теплообмена между полимером и минеральным скелетом, полимер охлаждается и его вязкость возрастает, при этом он остается в таком состоянии как в высокопроницаемых зонах пласта, так и в низкопроницаемых. Теплоноситель, который нагнетается второй оторочкой, выполняет не только функцию теплоносителя, но и является вытесняющим агентом. Поскольку для прогрева пласта требуется время, то вытесняющий агент первоначально встречает на своем пути преграду в виде остывшего полимера и огибает его через низкопроницаемые зоны, прогревая и вытесняя оттуда нефть. Однако и раствор полимера начинает нагреваться, он начинается дальше продвигаться по пласту, уходя из зон с высокой проницаемостью освобождая их для нефти, переходящей туда и менее проницаемых участков. После того, как зоны промыты, требуется их кольматация, для чего снова закачивают раствор полимера.

Эффективность процесса достигается за счет того, что полимер проникает не только в прогретые зоны, но и в непрогретые, где раствор полимера охлаждается. Полимер вытесняет нефть и одновременно как бы «запирает» поток рабочего агента. Процессы, описанные выше происходят многократно, за счет чего происходит саморегулирование воздействия рабочих агентов по всему объему пласта. Это позволяет увеличить нефтеотдачу и снизить расход полимера на одну тонну добытой нефти.

При добыче ВВН данная технология применяется в неоднородных терригенных коллекторах и позволяет выровнять фильтрационные

сопротивления слоев с различной проницаемостью, увеличить безводный период добычи нефти и в конечном счете повысить нефтеотдачу.

Предусматривается нагнетание в пласт расчетного количества теплоносителя, раствора полимера и на завершающих стадиях холодной или горячей воды. Закачка теплоносителя и полимера производится циклами. Процесс предусматривает:

– Закачку теплоносителя в пласт, благодаря чему пласт прогревается и увеличивается его приемистость перед закачкой полимера. Характеризуется отставанием фронта прогрева пласта от фронта продвижения остывшей воды;

– Закачку раствора полимера малой концентрации. Полимер при этом продвигается в пласте быстрее, чем температурный фронт, поэтому нефть вытесняется из пласта за счет нагретого полимера.

Количество циклов подбирается таким образом, чтобы раствор полимера достиг добывающих скважин. Когда это происходит, то начинается непрерывное нагнетание холодной воды, этот процесс ограничивается предельной обводнённостью продукции, при которой добыча экономически эффективна.

Как итог в пласте одновременно происходит несколько гидродинамических процессов: вытеснение нефти остывшей пластовой водой, вытеснение горячим и остывшим раствором полимеров, вытеснение горячей водой.

Технологические параметры процесса, которому должно удовлетворять воздействие:

1. Фронт полимера должен с первого же цикла несколько опережать температурный фронт
2. Количество тепла, которое аккумулируется в зоне прогрева, должно быть достаточным для прогрева нагнетаемого полимера до необходимой температуры.

Величины расходов нагнетаемых агентов определяется по исследованиям приемистости нагнетательных скважин. При этом для эффективного применения

технологии температура полимерного раствора на забое скважины должна быть выше первоначальной температуры пласта не менее чем на 20-30 °С [20].

2.3.2 Использование бинарных смесей для добычи высоковязкой нефти

Несмотря на широкую применимость и эффективность технологий закачки пара они имеют и свои недостатки. Одним из таких является быстрая обводненность продукции, так для одной тонны добычи битума в пласт в среднем закачивается от 2,5 до 5 тонн пара, который превращается в воду, и так после добычи 20% от запасов, количество воды примерно равно количеству нефти, из-за чего тепло в основном расходуется на добычу горячей воды. Ведущие технологии могут быть при этом усовершенствованы применением бинарных смесей. Тонна водного раствора этих реагентов содержит в среднем 0,25-0,3 тонны воды, при этом тепла выделяется в несколько раз больше, чем при закачке пара, а продукции обводняется в 10-20 раз меньше. При их использовании количество воды и нефти сравнивается в пласте после извлечения 80-85% запасов [21].

Технология заключается в воздействии на пласт так называемыми бинарными смесями (БС), которые являются жидкими растворами химических реагентов. Реагенты смешиваются под пакером, в интервале продуктивного пласта, где вступают в реакцию и выделяют газ и тепло [22].

Применение данной технологии является перспективным по следующим причинам:

- При добыче ВВН и ПБ продукции обводняется в разы меньше;
- Пригодна для стимулирования добычи нефти с уменьшением количества воды в продуктивном пласте;
- Может существенно сократить время эксплуатации месторождения из-за увеличения нефтеотдачи.

Закачка пара часто ограничивается глубиной воздействия из-за значительных потерь тепла, БС же закачивают холодными по отдельным каналам, поэтому потерь тепла вовремя их закачки не происходит.

Наиболее применяемой является аммиачная селитра, которая доступна, экономична и не требует утилизации, потому как является минеральным удобрением и может использоваться для восстановления земель. Второй используемый при этом реагент – это нитрат натрия, который является реагентом-инициатором.

При взаимодействии инициатора с аммиачной селитрой происходит реакция разложения с выделением тепла и кислорода. Кислород вступает в реакцию окисления с нефтью, что снижает ее вязкость, а также в следствии воздействия тепла, выделяемого в реакции, нефть дополнительно нагревается, что приводит к увеличению ее подвижности. Схема закачки представлена на рисунке 17.

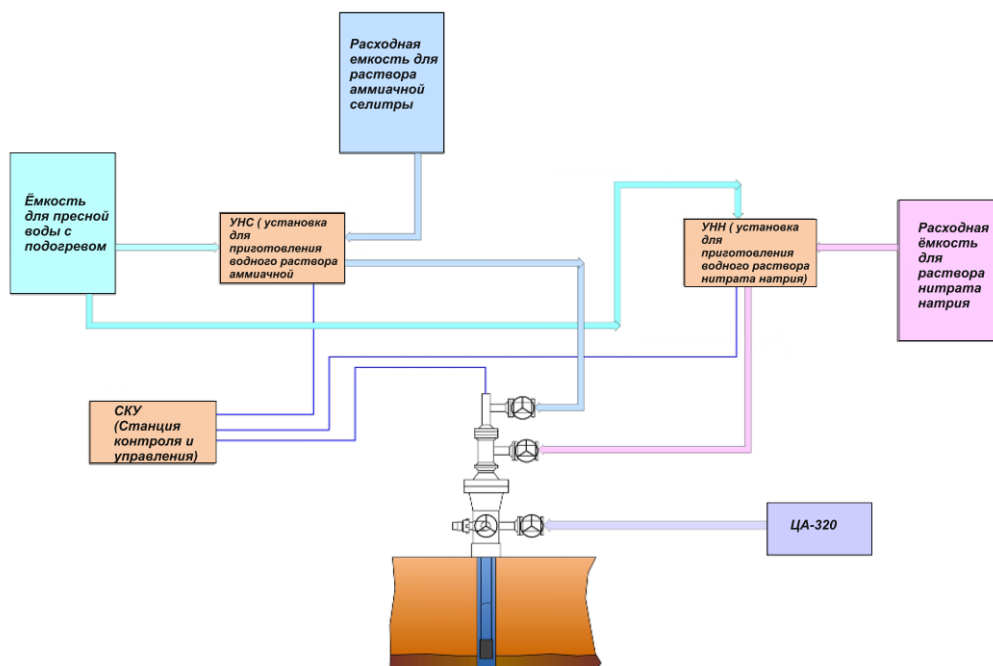
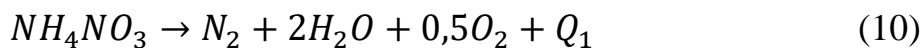


Рисунок 17 – Схема закачки бинарных смесей

В 2010 году создана и испытана технология непрерывного контроля и оптимизации закачки в скважину БС, и получено разрешение Ростехнадзора на

закачку БС без ограничения ее массы. Систему можно рассматривать как термохимический газогенератор, при этом в пласте происходит реакция:



Тепло, получаемое от реакции, идёт на прогрев пласта и создаются условия для газлифта, энергия на который получается в основном за счет окисления нефти кислородом. Газированная нефть после повышения давления и открытия вентилей на устье, как правило, фонтанирует.

Термохимический генератор – это двигатель внутрипластового сгорания нефти, как показывает опыт, он может обеспечить откачку флюида такой температуры, которая превышает предельные значения для механических насосов.

Простейшие составы массой 1 кг способны выделять около 2 МДж тепла, что недостаточно для прогрева пласта. Они применялись для очистки ПЗП. В России они применялись на десятках различных скважин, которые являлись малодобитными и давали 1-2 тонны нефти в сутки. Закачивали примерно 0,5-1,5 тонны раствора БС. Прирост добычи составлял в среднем 0,6-0,7 тонн в сутки, что за год окупало затраты, потраченные на обработку. При этом доказано, что она уступает при таком применении в получении добавочной нефти технологии гидроразрыва пласта (ГРП), и может конкурировать с применяемыми технологиями только при масштабном прогреве пласта.

В последние годы разработаны высокоэнергетические растворы БС, каждый 1 кг которых, выделяет от 8 до 20 МДж тепла и способен нагреть на 100 К породу, массой от 100 до 250 кг. Они выделяют тепла в 4-10 раз больше, чем те, которые применялись ранее.

Существует несколько способов эффективного применения БС. Одним из таких является способ горячего газового разрыва пласта. При использовании горячих газов на разрыв пласта требуется на 20-30% меньше энергии, чем при воздействии холодной жидкостью. Для этой технологии используется специальный смеситель, который обеспечивает коэффициент полезного

действия близкий к единице. Его схема представлена на рисунке 18.

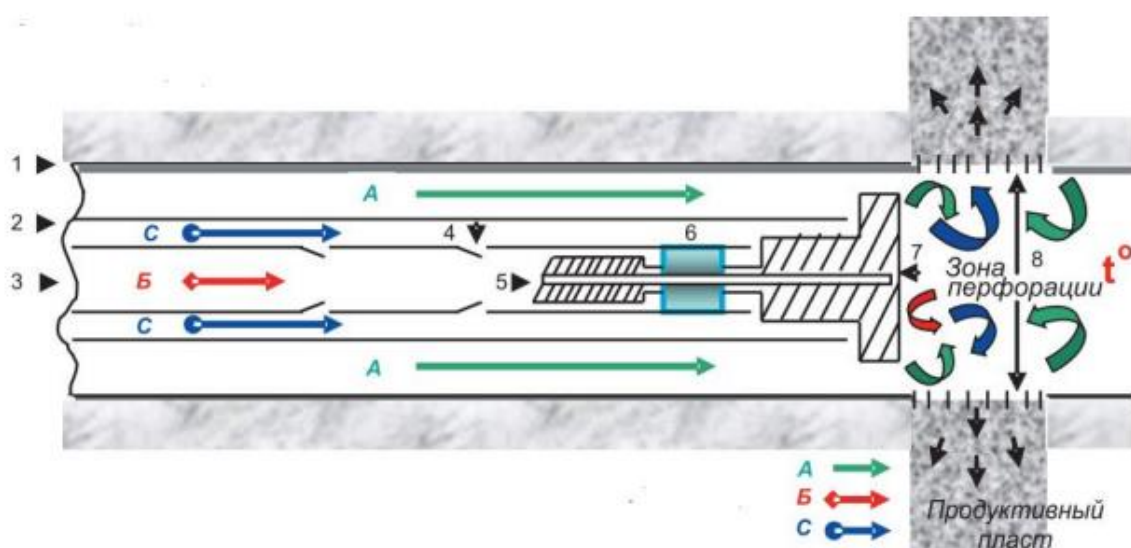


Рисунок 18 – Схема смесителя [20]

В зоне перед винтом 5, в которой происходит соединение компонентов С и В, происходит реакция, которая обеспечивает вращение вторичного винта 7. Основная часть энергии выделяется напротив продуктивного пласта при взаимодействии компонентов А и С. Пакер при этом находится в скважине на 50-100 метров выше. Возможного два режима горячего разрыва.

Первый называется низкотемпературным. Реакция протекает при непрерывной закачке компонентов А, С и В, во время которой температура напротив продуктивного пласта не превышает температуру разрушения цементного камня, в котором закреплена обсадная колонна. Такая технология создает трещины, через которые можно ввести несколько десятков тысяч МДж тепла.

Второй режим – режим высокотемпературный. В первой стадии реакция происходит в пласте, за счет чего создаются трещины. Во второй стадии останавливается поступление по каналам В и С, а по каналу А подается смесь инертной жидкости и порошка металла до заполнения ими трещин в пласте. Затем закачивается компонент, который реагирует с этим порошком или

гранулами. В этом режиме нагрев достигает температур 300-400 °С, но трубы и пакер не нагреваются [20].

3. РАСЧЕТ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ТЕРМОПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

Явление тепло- и массообмена можно упростить при процессе неизотермической многофазной фильтрации из-за ряда особенностей. Главным является то, что благодаря медленной скорости течения фаз в пористой среде можно использовать гипотезу о локальном равновесии фаз. Это означает, что в малом объеме термодинамическое равновесие устанавливается значительно быстрее, чем происходит фильтрация. Таким образом, допускается, что температура, давление и другие термодинамические параметры фаз в малом объеме одинаковы, и также одинаковым образом меняются как для фаз, так и для самой пористой среды.

Соотношение объемов закачиваемых в пласт агентов: раствора полимера и теплоносителя определяется исходя из значения эффективной температуры, до которой необходимо нагреть пласт. Выводятся соотношения из условия интегрального баланса тепла. Условие имеет следующий вид:

$$V_T \rho_w i_T + V_p \rho_p i_p = Q_1 + Q_2 \quad (15)$$

Где V_T – объем оторочки теплоносителя м³; V_p – объем оторочки раствора полимера м³; ρ_p – плотность раствора полимера кг/м³; i_T, i_p – теплосодержание реагентов; Q_1, Q_2 – количество тепла, содержащегося в пласте и теряемого в окружающую породу, кДж.

Приняв, что термосодержание пласта определяется только его температурой и теплоемкостью, соотношение 10 приводит к формуле для определения объемов оторочки теплоносителя и раствора полимера:

$$\frac{V_T}{V_P} = \frac{(1-m)C_R \rho_R + m[\bar{S}_o C_o \rho_o + (1-\bar{S}_o) C_w \rho_w]}{C_w \rho_w [m(1-\bar{S}_o) + \Gamma] \alpha_f^2} - 1 \quad (16)$$

Где α_f – отношение радиуса фронта концентрации раствора полимера к радиусу фронта возмущения температуры в пласте ($\alpha_f = 1 - 1,9$); $C_{ск}$ — удельная теплоемкость минерального скелета пласта, кДж/кг °С; S_H — остаточная

нефтенасыщенность; C_n — удельная теплоемкость нефти, кДж/кг °С; $C_{ж}$ — удельная теплоемкость теплоносителя, кДж/кг °С; $\rho_{ск}$ — плотность минерального скелета пласта, кг/м³; ρ_n — плотность нефти, кг/м³; $\rho_{ж}$ — плотность теплоносителя, кг/м³; Γ — коэффициент Генри адсорбции полимера м³/м³.

Температуры теплоносителя и раствора полимера в пласте также определяется соотношением:

$$\frac{T_p - T_0}{T_T - T_0} = \left[\frac{(1-m)C_R\rho_R + m[\bar{S}_o C_o \rho_o + (1-\bar{S}_o) C_w \rho_w]}{[m(1-\bar{S}_o)C_p^0 \rho_p^0] + [(1-m)C_R\rho_R + m\bar{S}_o C_o \rho_o]} \right] - \left[\frac{1-\alpha_T}{\beta} + \frac{V_P C_P^0 \rho_P^0 (T_P^0 - T_0)}{V_T C_w \rho_w (T_T - T_0)} \right] \quad (17)$$

Где α_T — коэффициент теплопотерь через кровлю и подошву пласта; T_P^0 — температура закачиваемого раствора полимера на забое нагнетательной скважины °С; T_T — температура теплоносителя на забое скважины °С; T_p — температура полимера в пластовых условиях °С; C_p^0 — удельная теплоемкость раствора полимера кДж/кг°С; β — коэффициент, учитывающий цикличность закачки теплоносителя и раствора полимера (исходя из продолжительности закачек, и изменяется в пределах 1-2)

Для того, чтобы процесс имел максимальный эффект, необходимо придерживаться строго технологических параметров, таких как температура, темп нагнетания, продолжительность закачек полимера и теплоносителя. Температура в прогретой зоне не должна превышать температуры разрушения полимера, но и в тоже время должна обеспечивать эффективное вытеснение нефти. Эффективная температура принимается такой, при повышении которой вязкости нефти значительно уже не снижается.

Положение фронта концентрации полимера определяется из уравнения баланса суммарного содержания полимера в закаченном объеме раствора и его суммарного содержания в объеме пласта и определяется соотношением:

$$r_{fP} = \sqrt{\frac{q_p t_p}{\pi h [m(1-\bar{S}_o) + \Gamma]}} \quad (18)$$

Где q_p – расход раствора полимера м³/сут; t_p – продолжительность нагнетания, с; C – концентрация полимера в растворе %; r_{fp} – положение фронта концентрации полимера, м; \bar{S}_o – средняя нефтенасыщенность пласта в объеме, ограниченном радиусом фронта концентрации.

Положение фронта температуры определяется из уравнения баланса суммарного количества тепла, введенного в пласт закачанным теплоносителем, и суммарного количества тепла, аккумулированного в пласте:

$$r_{fT} = \sqrt{\frac{q_T t_T C_w \rho_w}{\pi h [(1-m) C_R \rho_R + m (\bar{S}_o C_o \rho_o + (1-\bar{S}_o) C_o \rho_o)]}} \quad (19)$$

Где q_T – расход нагнетаемого теплоносителя кг/сут; t_T – продолжительность нагнетания теплоносителя, сут; r_{fT} – радиус фронта температуры, м.

Данные расчеты основаны на предположении о кусочно-постоянном распределении температур в пласте. Данные расчеты являются упрощенными.

Для расчета основных технологических параметров периодического термополимерного воздействия участок Мишкинского месторождения содержащий нефть вязкость до 78,35 мПа*с. Данные для расчетов взяты из данных имеющихся о месторождении и справочников и представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета

Величина	Значение	Ед. Измерения
m	0,16	—
S_o	0,14	—
α_f	1,5	—
C_R	8,32	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
C_o	2,5	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
C_w	4,18	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
C_p^o	0,102	$\frac{\text{кДж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$
ρ_R	$2,5 \cdot 10^3$	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
ρ_o	910	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
ρ_w	1000	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$

Продолжение таблицы 9

ρ_p^0	1200	$\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
T_0	32	$^{\circ}\text{C}$
T_T	85	$^{\circ}\text{C}$
T_p^0	80	$^{\circ}\text{C}$
Γ	0,87	$\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$
h	16,3	м
V_p	$334,9 \cdot 10^3$	м^3

Подставим данные в формулу 16:

$$\frac{V_T}{V_p} = \frac{(1-0,16)8,32 \cdot 2,5 \cdot 10^3 + 0,16[0,14 \cdot 2,5 \cdot 910 + (1-0,14) \cdot 4,18 \cdot 1000]}{4,18 \cdot 1000 \cdot [0,16(1-0,14) + 0,87]1,5^2} - 1 = 0,91$$

Получается, что объем закачиваемого теплоносителя равен $0,91V_p$, а так как объема закачиваемого полимера известен, то получаем $V_T = 304759 \text{ м}^3$. Ежесуточный запроектированный расход закачиваемой воды взят в пределах 50-75 $\text{м}^3/\text{сут.}$, для расчета принимает среднее значение 62,5 $\text{м}^3/\text{сут.}$ Тогда время необходимое для закачки воды, принимая, что закачка будет производиться непрерывно, составит:

$$\frac{V_T}{62,5} = 4868,144 \text{ сут} = 13,36 \text{ лет.}$$

Далее вычислим температуру раствора полимера в пластовых условиях, для это сначала посчитаем правую часть выражения 17:

$$\frac{T_p - T_0}{T_T - T_0} = \left[\frac{(1-0,16) \cdot 8,32 \cdot 2,5 \cdot 10^3 + 0,16[0,14 \cdot 2,5 \cdot 910 + (1-0,14) \cdot 4,18 \cdot 1000]}{[0,16(1-0,14)0,102 \cdot 1200] + [(1-0,16)8,32 \cdot 2,5 \cdot 10^3 + 0,16 \cdot 0,14 \cdot 2,5 \cdot 910]} \right] - \left[\frac{1-0,1}{1,5} + \frac{334900 \cdot 0,102 \cdot 1200(80-32)}{304759 \cdot 4,18 \cdot 1000(85-32)} \right] = 0,65$$

Теперь выражаем из этого уравнения T_p :

$$T_p = 0,65(T_T - T_0) + T_0 \quad (20)$$

$$T_p = 0,65(80 - 32) + 32 = 66,4 \text{ } ^{\circ}\text{C}$$

Получаем, что температура полимера в пластовых условиях превышает начальную температуру превышает начальную пластовую температуру на 34,4 $^{\circ}\text{C}$, а значит технологическое условие, которое говорит о том, что температура должны быть выше на 20-30 $^{\circ}\text{C}$, выполняется.

Далее определяем по формуле 19 положение фронта температуры:

$$r_{fT} = \sqrt{\frac{62,5 \cdot 4868,144 \cdot 4,18 \cdot 1000}{3,14 \cdot 16,3 [(1-0,16) \cdot 8,32 \cdot 2,5 \cdot 10^3 + 0,16 [0,14 \cdot 2,5 \cdot 910 + (1-0,14) \cdot 2,5 \cdot 910]}} = 37,3 \text{ м}$$

Положение фронта концентрации полимера рассчитаем по формуле 13, сначала примем и посчитаем недостающие данные. Концентрация полимерного раствора, которую планируют применять на данном участке составляет 0,05. Приемистость скважины по полимеру возьмем также среднюю – 62,5 м³/сут. Рассчитаем время:

$$t_p = \frac{334900}{62,5} = 5358,4 \text{ сут}$$

Теперь имея все необходимые данные определяем положение фронта концентрации полимера:

$$r_{fP} = \sqrt{\frac{62,5 \cdot 5358,4}{3,14 \cdot 16,3 \cdot [0,16(1 - 0,14) + 0,87]}} = 80,6 \text{ м}$$

Результаты расчетов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета

Величина	Значение	Ед. измерения
$\frac{V_T}{V_P}$	0,91	–
V_T	304759	м ³
t_T	4868,144	сутки
t_p	5358,4	сутки
T_p	66,4	°С
r_{fT}	37,3	метр
r_{fP}	80,6	метр

Таким образом был проведен расчет основных технологических параметров периодического термополимерного воздействия на залежь ВВН. В результате вычислено количество теплоносителя, которое необходимо закачать в пласт для успешного проведения воздействия при заданном объеме закачиваемого полимера. Также рассчитана температура, которую будет иметь раствор полимера в пластовых условия, результат 66,4 °С, что превышает

начальную температуру пласта на 34,4 °С, а значит выполняется одно из условий успешного применения технологии. Определены фронты температур и концентрации полимера они равны 37,3 метров и 80,6 метров соответственно. Механизм воздействия предполагает, что фронт концентрации полимера должен быть больше, из-за опережения продвижения полимера в пласте, что говорит о том, что расчет произведен верно.

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

Студенту:

Группа 2Б8Г	ФИО Козлов Максим Сергеевич
----------------	--------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение Школа	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело. специализация «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость работ по внедрению устройства паротеплового воздействия (ПТВ).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС (20%), налог на прибыль (20%), налоговый кодекс РФ ФЗ «О таможенном тарифе»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет дохода и себестоимости добываемой продукции	Расчет прироста добычи нефти и себестоимости после проведения мероприятия по внедрению устройства паротеплового воздействия (ПТВ).
2. Определение экономической эффективности	Расчет и анализ экономической эффективности мероприятия по внедрению устройства паротеплового воздействия (ПТВ).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н доцент		10.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Козлов Максим Сергеевич		10.03.22

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. В данном разделе приводятся расчеты экономической эффективности от применения на скважинах месторождения Катангли паротеплового воздействия (ПТВ).

Годовой экономический эффект от применения технологии оценивается суммарной экономией всех видов производственных ресурсов, таких как живой труд, материалы, капитальные затраты и т.д, которую предприятие получает за счет использования новой техники и применения современных технологий.

4.1 Методика определения экономической эффективности

Годовой экономический эффект определяется при технико-экономическом обосновании внедрения ПТВ определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{мер}} = P_{\text{мер}} - Z_{\text{мер}} \quad (21)$$

Где $\mathcal{E}_{\text{мер}}$ – показатель экономического эффекта, руб.;

$P_{\text{мер}}$ – стоимостная оценка результатов проведения ПТВ, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – стоимостная оценка совокупных затрат на ПТВ, руб.

Стоимостная оценка результатов определяется:

$$P_{\text{мер}} = \Delta Q \cdot Ц \quad (22)$$

где ΔQ – дополнительная добыча нефти за счет ПТВ, т;

$Ц$ – цена одной тонны нефти, руб./т.

Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку пара. Дополнительные капитальные затраты не требуются, так как для проведения обработок используется имеющееся на промысле оборудование.

Стоимостная оценка затрат на проведение мероприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{обр}} + Z_{\text{уп}} \quad (23)$$

Где $Z_{\text{обр}}$ – затраты на проведение одной обработки скважин, руб.;

$Z_{\text{уп}}$ – условно-переменные затраты, руб.

Затраты на проведение паротеплового воздействия складываются из расходов на заработную плату работников, занятых в обработке $Z_{\text{зп}}$, отчислений на социальное страхование (ЕСН) $Z_{\text{соц}}$, материальных расходов на покупку реагента $Z_{\text{мат}}$, и цеховых расходов $Z_{\text{цех}}$:

$$Z_{\text{обр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{мат}} + Z_{\text{цех}} \quad (24)$$

Затраты на оплату работников, занятых в обработке, рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{зп}} = ЗП \cdot Ч \cdot 12 \text{ мес./год} \quad (25)$$

Где ЗП – заработная плата, руб.;

Ч – количество работающих на месторождении.

Расходы на социальные нужды работников определяются:

$$Z_{\text{соц}} = n \cdot \frac{Z_{\text{зп}}}{100} \quad (26)$$

Где n – ставка единого социального налога, 26%

Материальные расходы рассчитываются следующим образом:

$$Z_{\text{мат}} = V_{\text{пара}} \cdot C_{\text{пара}} \quad (27)$$

Где $V_{\text{пара}}$ – расход пара для ПТВ, т;

$C_{\text{пара}}$ – стоимость одной тонны агента, руб.;

$Z_{\text{вод}}$ – затраты на закачку пара, тыс. руб.

Цеховые расходы обычно принимаются на уровне m % от расходов на заработную плату, поэтому расчетная формула имеет вид:

$$Z_{\text{цех}} = m \cdot \frac{Z_{\text{зп}}}{100} \quad (28)$$

Прирост прибыли предприятия после проведения определяется по формуле:

$$\Delta\Pi = (\Pi - C_2) \cdot Q_2 - (\Pi - C_1) \cdot Q_1 \quad (29)$$

где $\Delta\Pi$ – изменение прибыли, руб.;

C_1, C_2 – себестоимость добычи 1 т нефти соответственно до и после проведения мероприятия, руб./т;

Q_1, Q_2 – добыча нефти соответственно до и после проведения мероприятия, т;

Π – цена 1 т нефти по предприятию, руб./т.

Себестоимость одной тонны нефти до внедрения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$C_1 = \frac{(C_2 Q_2 - Z_{мер})}{Q_1} \quad (30)$$

Налог на прибыль рассчитывается по формуле:

$$H = \Pi \cdot \frac{\Delta\Pi}{100} \quad (31)$$

Где Π – процентная ставка налога на прибыль, 20%.

Тогда прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия:

$$\Delta\Pi = \Delta\Pi - H \quad (32)$$

Цена нефти марки Urals на сегодняшний день составляет 112\$/баррель.

Курс доллара 66,7 рублей, взят на 28.05.2022. 1 баррель равен 0,1364 т.

Таким образом, стоимость нефти составит

Таблица 11 – Исходные данные для расчета

Дополнительная добыча нефти за счет применения паротеплового воздействия, тыс. т	75,58
Цена нефти, руб/т	54768,3
Суммарная добыча нефти с паротепловым воздействием, тыс. т	173,79
Обводненность продукции, %	90,22
Стоимость 1 т агента (пара), руб.	670,0
Расход пара для ПТВ, тыс. т	844
Численность работников, чел.	34
Среднемесячная заработная плата 1 работника, руб.	80000

Из сравнения добычи нефти до и после проведения мероприятия видно, что добыча нефти составила 173,79 тыс. тонн, себестоимость добычи 1 тонны нефти – $15600 \frac{\text{руб.}}{\text{т}}$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 11.

Результаты расчета годового экономического эффекта от применения ПТВ приведены в таблице 2.

Порядок расчета годового экономического эффекта:

1) По формуле 25 рассчитываем затраты на заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = 80000 \cdot 34 \cdot 12 = 32\,640,0 \text{ тыс. руб.}$$

2) Отчисления на социальные нужды по формуле 26:

$$Z_{\text{соц}} = 32\,640 \cdot 0,26 = 8486,4 \text{ тыс. руб.}$$

3) Материальные затраты рассчитываются по формуле 27:

$$Z_{\text{мат}} = 844000 \cdot 670 = 565\,480,0 \text{ тыс. руб}$$

4) Цеховые расходы рассчитываются по формуле 28:

$$Z_{\text{цех}} = 32640 \cdot 0,25 = 8160,0 \text{ тыс. руб}$$

5) Таким образом, суммируя все составляющие затрат по формуле 24, получаем, что для проведения мероприятия необходимы совокупные затраты:

$$Z_{\text{обр}} = 32640 + 8486,4 + 565480 + 8160 = 614\,766,4 \text{ тыс. руб}$$

6) Условно-переменные затраты составляют 30% от материальных затрат:

$$Z_{\text{уп}} = 565480 \cdot 0,30 = 169\,644,0 \text{ тыс. руб}$$

7) Стоимостная оценка затрат на проведение мероприятия определяется по формуле 23:

$$Z_{\text{мер}} = 169\,644 + 614766,4 = 784\,410,4 \text{ тыс. руб}$$

8) По формуле 22 определяется стоимостная оценка результата проведения мероприятия:

$$P_{\text{мер}} = 75584 \cdot 54768,3 = 4139607,19 \text{ тыс. руб.}$$

9) Экономический эффект от проведения ПТВ определяется по формуле 21:

$$\mathcal{E}_{\text{мер}} = 4139607,19 - 784410,4 = 3\,355\,196,79 \text{ тыс. руб}$$

10) Себестоимость добычи 1т нефти до проведения ПТВ определяется по формуле 30, учитывая, что себестоимость после проведения ПТВ составила 15600 рублей за тонну:

$$C_1 = \frac{(15600 \cdot 173,79 - 784\,410,4)}{(173,795 - 75,58)} = \frac{1926713,6}{98,21} = 19618,3 \text{ руб}$$

11) Прирост прибыли предприятия по формуле 29:

$$\Delta \text{ПБ} = (54768,3 - 15600) \cdot 173,79 - (54768,3 - 19618,3) \cdot 98,21 = 6807058,9 - 3452081,5 = 3354977,4 \text{ тыс. руб.}$$

12) Налог на прибыль по формуле 31:

$$\Delta \text{П} = 3354977,4 \cdot 0,20 = 670\,995,5 \text{ тыс. руб.}$$

13) Прирост чистой прибыли по формуле 32:

$$\Delta \text{П} = 3354977,4 - 670995,5 = 2\,683\,981,9 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 12 - Результаты расчета годового экономического эффекта от применения ПТВ

Показатель	До проведения	После проведения
Добыча нефти, тыс. т.	98,21	173,79
Себестоимость добычи, $\frac{\text{руб.}}{\text{т}}$	19618,3	15600
Расход пара, тыс. т		844,0
Экономический эффект – всего, тыс. руб. в том числе прирост чистой прибыли		3354977,4 2683981,9

От применения данного метода экономический эффект составит 3354977,4 тыс. руб., в т.ч. прирост чистой прибыли 2683981,9 тыс. руб. Данный метод - один из перспективных методов добычи высоковязких нефтей, несмотря на значительные затраты такого реагента как пар, он не только увеличивает количество добытой нефти, но и значительно увеличивает прибыль предприятия.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

2Б8Г		Козлов Максим Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Комплексный подход к увеличению нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти в процессе разработки месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> технологии разработки залежей высоковязкой нефти.</p> <p><i>Область применения:</i> месторождения высоковязкой нефти России.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> резко континентальный климат</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> скважинное оборудование, промышленные помещения</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров работы и устранение неисправностей в работе скважин.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации :</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) ТК РФ Статья 302.</p> <p>Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации :</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; 4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;

<p>– Разработка мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</p>	<p>5. Повреждения в результате с контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися. Опасные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; 2. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 4. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте; Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: печатки, специальная обувь, беруши, наушники, противогаз, защитные очки, каска, огнетушители.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: радиоактивное заражение территории при аварии Воздействие на литосферу: твердые радиоактивные отходы Воздействие на гидросферу: сброс охлаждающей воды при использовании в качестве охладителя рек, прудов; жидкие радиоактивные отходы Воздействие на атмосферу: выбросы из вентиляционных систем, содержащие низкие концентрации радиоактивных веществ; тепловое воздействие вследствие испарения части охлаждающей воды</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций; Разливы нефти и нефтепродуктов; Взрывы, пожары. Наиболее типичная ЧС: Разливы нефти и нефтепродуктов.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			10.03.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Козлов Максим Сергеевич		10.03.22

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтегазовые промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. В соответствии с выбранной темой выпускной квалификационной работы «Комплексный подход к увеличению нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти в процессе разработки месторождений» целесообразно рассмотреть рабочее место оператора по добыче нефти и газа, которое может находиться на кустовой площадке. Условия труда операторов по добыче нефти и газа характеризуются воздействием комплекса вредных производственных факторов, которые могут включать в себя: производственный шум, тяжесть труда, напряженность трудового процесса.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ. В виду того, что обслуживание и контроль работы оборудования требуется все время работа при вахтовом методе ведется в две смены. Рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов. Женщины, подростки и сотрудники, не имеющие соответствующего доступа, к работе не допускаются. Каждый работник должен получить два комплекта спецодежды, что обязательно. Оператору допускается исправлять мелкие неполадки, однако при серьезных поломках его главной обязанностью является уведомление лиц вышестоящих. Работники в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых посёлках [23].

Статьёй 302 Трудового кодекса РФ регламентируется работникам, 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 сбора до места выполнения работ и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных. Поощрения

и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

С целью обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений, в конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства, и она должна обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей. Технологические операции, проводимые специалистом ДНГ, проводятся в основном в стоячем положении, поэтому рабочая зона должна соответствовать требованиям, которые регламентируются ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Основными элементами технологического оборудования, с которыми сталкиваются специалисты ДНГ, являются задвижки, дроссели, краны различного исполнения, работа с которыми должна производиться согласно определенным рекомендациям и требованиям согласно ГОСТ 21753–76 [24,25].

Организация рабочего места оператора включает обязательное их обеспечение инструментами и расходными материалами, которые требуются для работ согласно ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования». К таким инструментам относятся: слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое. Для выполнения операций должно быть достаточно пространства, оборудование должно быть исправно. Оператор должен всегда иметь при себе газоанализатор, для определения загазованности закрытых, непрветриваемых помещений [26].

5.2 Производственная безопасность

Все проводимые работы не должны причинять вреда рабочему персоналу. Вредные и опасные факторы на нефтегазопромысловом предприятии должны как можно быстрее выявляться и по мере возможности устраняться или уменьшаться их влияние.

Основные вредные и опасные факторы, которые могут возникать при эксплуатации скважин добывающего фонда, приведены в таблице 13

Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: перчатки, специальная обувь, беруши, наушники, противогаз, защитные очки, каска, огнетушители..

Таблица 13 – Опасные и вредные факторы в процессе добычи нефти

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Физ. факторы производственной среды. Микроклимат; ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
Повышенный уровень вибрации;	+		+	
Повышенный уровень шума	+	+	+	
Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения	+			ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;	+	+	+	
Оборудование и трубопроводы работающее под давлением	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность;
Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	
Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны; ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания		+	+	
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	+	

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат окружающей производственной среды оказывает огромное влияние на здоровье человека. Он складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры должны поддерживаться по СанПиН 2.2.4.548-96 и соответствовать категориям работ [27]. Работы, проводимые оператором ДНГ, относятся к категории II (б). Показатели микроклиматических условий для данной категории приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Оптимальные значения показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	II (б) (233÷290)	17÷19	16÷20	60÷40	0,2
Тёплый	II (б) (233÷290)	19÷21	18÷22	60÷40	0,2

Комплект средств индивидуальных защиты от холода (комплект СИЗ X) включает в себя все элементы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиями трудовой деятельности быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорость ветра.

5.2.1.2 Повышенный уровень шума

Работа оператора ДНГ, связана с нахождением на территории с повышенными уровнями вибрации и шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющим на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [28], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБА. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [29]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

Рабочее место, объекты и подходы к ним должны быть освещены в ночное время суток. Производственные помещения, за исключением рабочего, должны иметь аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. От недостаточной освещенности рабочей зоны может пострадать зрение. Для освещения зданий используются как искусственные и естественные источники света. Норма освещения должна быть не менее 10 люксов согласно СП 52.13300.2016 [30]. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещения нефтегазовых объектов. Иных мероприятий по улучшению освещенности не требуется.

5.2.1.4 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

В воздушной среде рабочей зоны не должны быть превышены предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых веществ [31]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- Метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества) – 300 мг/м³;
- Конденсат – легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (С1-С5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

В местах, где эти концентрации превышены, работники должны быть обеспечены противогазами. А в местах пылеобразования должны быть противопыльные респираторы.

Также уменьшение вредного влияния запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны. Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводородов, тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в нефти сернистых соединений. Углеводороды могут привести к хроническим отравлениям [32].

ПДК сырой нефти (в виде аэрозоли) в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³, бензина (в виде паров) – 100 мг/м³, керосина (в виде паров) 300 мг/м³.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливаются костюмы мужские ГОСТ 12.4.310-2020 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефтепродуктов. Общие технические условия. [33] и костюмы женские по ГОСТ 77 12.4.112-82 «ССБЕ. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» двух типов.

5.2.1.5 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

На месторождения обитают различные насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), поэтому работники должны быть обеспечены за счет предприятия средствами защиты, а также накомарниками. Двумя основными способами защиты от них являются: защитная одежда и применение репеллентных средств.

Особо опасным насекомым является клещ, потому как является переносчиком различных заболеваний, самым опасным из которых является клещевой энцефалит, поэтому необходимо уделить особое внимание противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека иммунитет [34].

В случае укуса необходимо незамедлительно обратиться в медицинское учреждение.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

Все открытые движущиеся или вращающиеся части оборудования и аппаратов ограждаются или заключаются в кожухи. Все движущиеся части оборудования, которые являются потенциальными источниками травм, необходимо ограждать и располагать так, чтобы исключать возможность касания к ним работающего и предотвратить возможные травмы [35].

Средства защиты, применяемые в этих случаях на производстве, можно разделить на оградительные, предохранительные, тормозные, блокирующие, сигнализирующие, системы дистанционного управления оборудованием [36].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов.

5.2.2.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Повышенной опасностью также обладает оборудование, работающее под давлением (участки трубопроводов, замерные установки, агрегаты для нагнетания). К взрыву могут привести нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением. Правила устройства и безопасной эксплуатации такого оборудования распространяются на [37]:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50°С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к такому оборудованию является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий оборудование под давлением.

5.2.2.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Категория производственного объекта и помещений, в которых осуществляются технологические процессы, связанные с выделением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей с температурой вспышки паров до 28 °С относится к категории Б.

Один из наиболее вероятных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы. Существует нижний предел взрываемости, это концентрации нефтяного газа или паров нефти, ниже которой не происходит взрыв. Предел, выше которого смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним

пределом взрываемости. Чем больше для конкретного вещества разница между этими пределами, тем более взрывоопасно вещество [36].

Таблица 15 – Пределы взрываемости веществ

Вещество	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

Данный производственный участок относится к категории Б производства по взрывопожарной опасности согласно ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.

Взрывоопасная зона относится ко 2-му классу – это зоны, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования по ГОСТ 12.1.002–84.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

Степень взрывозащиты электрооборудования относится к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009.

К противопожарному инвентарю относят бочки с водой, ящики с песком, ломы, топоры, лопаты, багры, ведра и другие приспособления. Противопожарный инвентарь окрашивают в красный цвет. Ящики с песком должны рассчитываться на хранение 0,5 м³ песка, а на складах горючих жидкостей - до 1 м³.

Комплект первичных средств тушения пожара собирают на щитах, которые вывешивают на видных и легкодоступных местах.

Значительную роль в обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и персонала играет автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите.

Наиболее частыми причинами пожаров на кустовой площадке являются: нарушение требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем; неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности.

5.2.2.4 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги и так далее. ГОСТ 12.1.038-82 «СББТ. Электробезопасность. Предельные допустимые уровни напряжения прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов [35].

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током: монтаж и ремонт электроустановок под напряжением; поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей; случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под

напряжением; неисправность или отказ средств индивидуальной защиты. Проходя через организм человека, он вызывает электролитическое (разложение крови), термическое (ожоги), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое воздействие (разрывы кожи, сосудов, судороги, переломы костей). Поэтому важно, чтобы все электрическое оборудование было заземлено.

К средствам индивидуальной защиты на случай электроопасных ситуаций относятся защитные пластиковые каски и очки, изолирующие рукавицы и обувь, а также термостойкие костюмы. Также применяется защитное заземление.

5.3 Экологическая безопасность

При эксплуатации скважин и их обслуживании необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004. В таблице приведены воздействия вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Чтобы уменьшить и предотвратить влияние антропогенного фактора необходимо выполнять следующее: проводить инструктажи персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарноэпидемиологической службы, ознакомливать его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

Таблица 16 – Вредной воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважин, эксплуатируемых насосным способом

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами	Поддержание в исправности оборудование, своевременное проведение

Продолжение таблицы 16

	серы и азота при эксплуатации скважин;	ремонта и устранения утечек, регулярная проверка герметичности оборудования и соединений
Гидросфера	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов
Почва	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты; засорение почвы производственными отходами	В случае загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами места проливов зачищаются с помощью песка; проведение рекультивации земель после завершения разработки месторождения

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Для предотвращения их возникновений нужно соблюдать следующее:

- строго соблюдать технологический процесс;
- строго соблюдать правила ТБ, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращать образование взрывоопасных концентраций;

– своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надёжную работу оборудования;

– контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала;

В случае такой ситуации весь персонал, не участвующий в ее устранении, должен быть эвакуирован согласно специальному плану. Для избежания наибольших последствий должно проходить периодическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Наиболее частым для нефтепромысловых предприятий является разлив нефти и нефтепродуктов. С момента получения информации о разливе, время ликвидации в акватории не должно превышать 4 часов, и время ликвидации при разливе на почве не более 6 часов. Работы по локализации заключаются в остановке процесса, создании заграждения, отсечения поврежденных участков от технологической схемы. Работы по ликвидации в свою очередь включают откачку насосами, сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов, при необходимости сбор загрязненного грунта [38].

Также возможны чрезвычайные ситуации техногенного характера. Например, механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций. Причинами возникновения является коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешнее воздействие. Для предотвращения необходимо своевременно проводить текущий и капитальный ремонт оборудования. Мерами по локализации являются аварийная остановка агрегата и устранение повреждения.

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека, работающего на месторождении с добывающим фондом скважин.

Выделены и рассмотрены основные вредные и опасные факторы, которые сопровождают работы на кустовой площадке, а также приведены решения для уменьшения неблагоприятного воздействия.

Также рассмотрена экологическая безопасность с природоохранными мероприятиями, которые также необходимо проводить при эксплуатации скважин, чтобы уменьшить или предупредить аварии, связанные с утечкой, проливом и загрязнением окружающей среды углеводородами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе проанализированы технологии, применяемые при разработке залежей высоковязкой нефти и природных битумов, выделены условия применимости технологий, а также физико-химический состав нефти, проанализированы данные о геологическом строении залежей содержащих высоковязкую нефть и выделены общие черты геологических условий их залегания.

В процессе разработки таких месторождений наиболее целесообразно применять комплексный подход, который будет направлен не только на увеличение нефтеотдачи, но одновременно и бороться с возникающими осложнениями, такими, например, как АСПО, которые обусловлены особенностями химического состава нефти, такой подход позволяет как увеличить добычу нефти, так и снизить эксплуатационные расходы, что в целом позволяет повысить рентабельность разработки залежей высоковязкой нефти.

Наиболее эффективными и применяемыми методами на данный момент в отрасли являются методы связанные с закачкой в пласт пара. Из таких технологий стоит выделить парогравитационный дренаж, который за счет горизонтального окончания скважин позволяет охватить воздействие большие участки пласта, а пар значительной снижает вязкость нефти.

Технология может совершенствоваться за счет применения совместно с паром различных химических веществ, таких как полимеры, растворители. Перспективной и доказавшей свою эффективность является технология теплополимерного воздействия, которая как раз-таки сочетает в себе применение пара совместно с полимером. В 3 главе произведен инженерный расчет технологических показателей применения технологии на участке Мишкинского нефтяного месторождения содержащего высоковязкую нефть. Расчеты показали соответствие показателей условия применимости воздействия.

Произведен расчет экономической эффективности применения одного из тепловых методов увеличения нефтеотдачи – паротеплового воздействия,

который показал экономическую эффективность с ожидаемой чистой прибылью 2683981,9 рублей.

Меры производственной безопасности при выполнении работ специалистом по добыче нефти и газа на производственных объектах, позволяют избежать или заметно снизить влияние вредных и опасных производственных факторов, представлены в соответствии с федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», согласно приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Тарасюк Василий Михайлович Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений // БЕРЕГИНЯ.777.СОВА. 2014. №2 (21).
[URL:https://cyberleninka.ru/article/n/vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-bitumy-problemy-i-povyshenie-effektivnosti-razvedki-i-razrabotki-mestorozhdeniy](https://cyberleninka.ru/article/n/vysokovyazkie-nefti-i-prirodnye-bitumy-problemy-i-povyshenie-effektivnosti-razvedki-i-razrabotki-mestorozhdeniy) (дата обращения: 23.03.2022).
2. Стебельская Г.Я. Некоторые особенности разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов/Стебельская Г.Я. //Молодой ученый. – 2015. – № 13(93). С. 153-155.
3. Сидоров И.В. Обоснование разработки залежей высоковязких нефтей в горизонтальных скважинах // Диссертация на соискание учёной степени Кандидата технических наук: 25.00.17. Тюмень, 2014
4. Герасимов И. В., Коноплев Ю. П., Гуляев В. Э. Комплексное развитие Ярегского нефтетитанового месторождения // Территория Нефтегаз. 2011. №11.
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kompleksnoe-razvitie-yaregskogo-neftetitanovogo-mestorozhdeniya> (дата обращения: 05.02.2022).
5. Шишмина Л.В., Носова О.В. Химия нефти и газа. Лабораторный практикум: учебное пособие. // Томский политехнический университет. – 2-е изд., доп – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 207 с.
6. Вязкость нефти // <https://nefnegaz.ru/> URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/> (Дата обращения: 16.03.2022)
7. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело, 2005
8. Мусин М. М. Учебное пособие по разработке нефтяных месторождений / М. М. Мусин, А. А. Липаев. — Москва: Инфра-Инженерия, 2016. — 182 с.
9. Хабибуллин И.Л., Хасанова Р.З., Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я.

Моделирование распределения давления между нагнетательными и эксплуатационными рядами скважин в коллекторах с низкой проницаемостью // Вестник Башкирск. ун-та. 2018. №3. URL: [https://cyberleninka.ru/article/n/modelirovanie-raspredeleniya-davleniya-mezhdu-nagnetatelnym-i-ekspluatatsionnym-ryadami-skvazhin-v-kollektorah-s-nizkoy](https://cyberleninka.ru/article/n/modelirovanie-raspredeleniya-davleniya-mezhdu-nagnetatelnym-i-ekspluatatsionnym-ryadami-skvazhin-v-kollektorah-s-nizkoy-pronitsaemostyu) (дата обращения: 31.03.2022).

10. Назарова Л.Н. Влияние гидропроводности пласта на величину расчетного (проектного) и фактического значения коэффициента извлечения нефти // Территория Нефтегаз. 2015. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-gidroprovodnosti-plasta-na-velichinu-raschetnogo-proektnogo-i-fakticheskogo-znacheniya-koeffitsienta-izvlecheniya-nefti> (дата обращения: 31.03.2022).

11. Морозкин Н.Н. Распределение температуры по пласту при фильтрации вязкопластичной нефти // Вестник Башкирск. ун-та. 2018. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/raspredelenie-temperatury-po-plastu-pri-filtratsii-vyazkoplastichnoy-nefti> (дата обращения: 31.03.2022).

12. «Neftegaz.ru» [Электронный ресурс]: онлайн – журнал / Главная / Наука и технологии / Добыча (апрель 2015). Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/booty/331724-vysokovyazkaya-neft-novye-tehnologiiirazrabotki-chast-2/>, свободный (дата обращения 03.04.2021).

13. Губина Мария Анатольевна, Коновалов Николай Петрович Способы добычи тяжелых нефтей и природных битумов // Вестник ИрГТУ. 2012. №6 (65). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sposoby-dobychi-tyazhelyh-neftey-i-prirodnyh-bitumov> (дата обращения: 03.04.2022).

14. Коноплев Ю. П., Питиримов В. В., Табаков В. П., Тюнькин Б. А. Термощахтная разработка месторождений с тяжелыми нефтями и природными битумами (на примере Ярегского нефтяного месторождения) // ГИАБ. 2005. №3. URL: [https://cyberleninka.ru/article/n/termoshahtnaya-razrabotka-mestorozhdeniy-s-](https://cyberleninka.ru/article/n/termoshahtnaya-razrabotka-mestorozhdeniy-s)

[tyazhelymi-neftyami-i-prirodnymi-bitumami-na-primere-yaregskogo-neftyanogo-mestorozhdeniya](#) (дата обращения: 03.04.2022).

15. А.А. Липаев Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. – 484 с.

16. Уразаков К.Р, Топольников А.С., Абрамова Э.В. Область эффективного применения винтовых насосов для добычи нефти // Территория Нефтегаз. 2011. №2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/oblast-effektivnogo-primeneniya-vintovyh-nasosov-dlya-dobychi-nefti> (дата обращения: 19.04.2022).

17. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи // <https://vuzlit.com/> URL: <https://vuzlit.com/999683/teplovye-metody-uvvelicheniya-nefteotdachi> (Дата обращения: 10.04.2022)

18. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб.пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014

19. Мордвинов В.А, Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. №14. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/varianty-polimernogo-zavodneniya-zalezhi-s-vysokovyazkoy-neftyu> (дата обращения: 19.04.2022).

20. Шевелёв А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты// Диссертация на соискание учёной степени Кандидата физико-математических наук: 01.02.05. Тюмень, 2005

21. Леменовский Д.А., Александров Е.Н., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю. Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте // Георесурсы. 2009. №1 (29). URL:<https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-termohimicheskogo-stimulirovaniya-dobychi-nefti-i-bitumov-s-umensheniem-kolichestva-vody-v-neftyanom-plaste> (дата обращения: 20.04.2022).

22. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью

технологии бинарных смесей // Георесурсы. 2016. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/dobycha-trudnoizvlekaemyh-i-neizvlekaemyh-zapasov-nefti-s-pomoschyu-tehnologii-binarnyh-smesey> (дата обращения:

20.04.

23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

24. ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

25. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

26. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

27. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

28. ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.

29. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.

30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

31. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

32. СНиП 2.04.05.86 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

33. ГОСТ 12.4.310-2020 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефтепродуктов. Общие технические условия.

34. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

35. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

36. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).

37. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

38. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов Салым Петролеум Девелопмент Н.В.