

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Выбор оптимального метода повышения нефтеотдачи на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНАО)

УДК 622.276.6 (571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Бурков Никита Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.Г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации

Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального образования, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

**Тип задач профессиональной деятельности:
технологический**

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ 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);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ Д «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»		
4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ		19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
		ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

	Глава 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Глава 5 Социальная ответственность Заключение Список публикаций Список использованных источников ПРИЛОЖЕНИЕ А. Methods of increasing oil recovery (analysis)
Перечень графического материала	Схема дорожных путей между кустовыми площадками на исследуемом объекте
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Уткина А.Н., к.филос.н, доцент ОИЯ ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
<i>Раздел на английском языке:</i> Приложение А. Methods of increasing oil recovery (analysis)	
<i>Разделы на русском языке:</i> реферат, введение, заключение, главы 1-5	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Бурков Никита Андреевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Буркову Никите Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость работ по моделированию технологии смешивающих вытеснений в лабораторных условиях рассчитана на основе данных с Новопортовского НГКМ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Сравнительный анализ с зарубежными аналогами. Выполнение SWOT-анализа научного исследования
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составления итогового графика длительности работ
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Определение ресурсоэффективности производится в сравнении с конкурентами в данной области. Определение эффективности происходит на основании расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, что связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИ (Диаграмма Ганта)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Бурков Никита Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ93	ФИО Буркову Никите Андреевичу
-----------------	----------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Выбор оптимального метода повышения нефтеотдачи нефтегазоконденсатных месторождений (на примере Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования является Новопортовское НГКМ с технологией смешивающих вытеснений для повышения нефтеотдачи.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ. - 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности». - Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования. 2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследования. 2.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.	Анализ вредных факторов рабочей среды: - Отклонение показателей климата на открытом воздухе. - Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека. - Повышенный уровень шума на рабочем месте. - Отсутствие или недостаток естественного света. Анализ опасных факторов рабочей среды: - Электробезопасность. - Аппараты под давлением. - Пожаровзрывобезопасность.
3. Экологическая безопасность: 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. 3.2. Анализ влияния процесса эксплуатации объекта на окружающую среду. 3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	- Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы углеводородов и сероводорода) - Анализ воздействия объекта на литосферу (разливы нефти). - Анализ воздействия объекта на гидросферу (разлив нефти в грунтовых водах).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований. 4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований. 4.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС.	Защита в чрезвычайных ситуациях. При разработке и эксплуатации проектируемого решения существует риск возникновения ЧС связанной с неконтролируемым выбросом газа, а также возгорание технологического оборудования. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – выброс газа из негерметичных соединений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		26.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Бурков Никита Андреевич		26.02.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, в том числе 25 таблиц и 19 рисунков. Список литературы включает 60 источников.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, смешивающееся вытеснение, пласты, коэффициент извлечения нефти, добыча.

Объектом исследования является технология смешивающих вытеснений на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении.

Цель работы – анализ возможного применения смешивающегося вытеснения на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация современных методов увеличения нефтеотдачи, ключевые факторы для применения метода увеличения нефтеотдачи в рамках Новопортовского месторождения.

В результате исследования показана положительная эффективность применения технологии смешивающих вытеснений.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет использования технологии смешивающих вытеснений, а также использованием имеющегося в больших объемах газа.

Область применения: разработка месторождений нефти.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в том, что полученные результаты могут применяться при добыче нефти на концептуально очень похожих месторождениях.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВГВ – водогазовое воздействие;

ЗЖГ – закачка жирного газа;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ПАВ – поверхностно – активное вещество;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ППД – поддержание пластового давления;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

Оглавление

Введение	15
Глава 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	18
1.1 Актуальность и значение применения МУН для нефтяных компаний	18
1.2 Классификация МУН	19
1.2.1 Тепловые методы	19
1.2.2 Химические методы	21
1.2.3 Газовые методы	22
1.3 Мировой и отечественный опыт применения технологии водогазового воздействия на продуктивный пласт	26
1.4. Классификация водогазового воздействия	32
Глава 2. АНАЛИЗ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	36
Глава 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	45
Глава 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	58
Глава 5. Социальная ответственность	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.2 Производственная безопасность	77
5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе	78
5.2.2 Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением	79
5.2.3 Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека	81
5.2.4 Повышенный уровень шума и вибрации	81
5.2.5 Отсутствие или недостаток естественного света	82
5.3 Анализ опасных факторов рабочей среды	83
5.3.1 Электробезопасность	83
5.3.2 Аппараты под давлением	84
5.3.3 Пожаровзрывобезопасность	85
5.4 Экологическая безопасность	86
5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях	87
Заключение	90
Список публикаций студента	92
Список использованных источников	93
Приложение А	99

Введение

Мировая практика нефтедобычи сталкивается с многочисленными факторами, негативно влияющими на процесс извлечения нефти. Решением проблемы низкого коэффициента извлечения нефти можно найти в применении третичных методов повышения нефтеотдачи. Правильно подобранный метод под заданные условия месторождения, позволит извлечь из пластов желаемые запасы и возможно превысить проектный коэффициент извлечения нефти.

В связи с этим, актуальные задачи сводятся к использованию более новых технических решений, направленных на добычу углеводородов из коллекторов, с которыми классические решения снижения остаточной нефтенасыщенности не дают желаемых результатов. Приоритетным направлением в нефтедобыче является развитие современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи, которые смогут обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи на уже разрабатываемых, а также новых месторождениях. Водогазовое воздействие является одним из таких методов, к которому каждый год растет все больший интерес. Это связано с тем, что данная технология сочетает в себе технологию заводнения и метод закачки углеводородного газа в пласт. Согласно различным исследованиям введение технологии водогазового воздействия увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10-15% по отношению к технологии заводнения. Также интерес к данному методу обусловлен тем, что при водогазовом методе вовлекаются в разработку запасы нефти, которые сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, в которых коэффициент нефтеизвлечения при обычном заводнении составляет не больше 30%.

Актуальность данной темы заключается в том, что, проведение водогазового воздействия на продуктивный пласт даст положительных экономический эффект за счет увеличения нефтеотдачи, а также за счет оптимизации оборудования и внедрения новых технологий, что позволит недропользователю сократить капитальные вложения на проведения данной технологии.

Целью работы является: обоснование возможного применения смешивающегося вытеснения на Новопортовском нефтегазоконденсатном месторождении.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Провести обзор методов увеличения нефтеотдачи;
2. Рассмотреть особенности Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения;
3. Оценить эффективность применения технологии смешивающих вытеснений на Новопортовском месторождении.

Научная новизна: было предложено усовершенствование схемы разработки Новопортовского месторождения с применением технологии смешивающегося вытеснения.

Практическая новизна: предложенная схема разработки может быть использована на месторождениях-аналогах с аналогичными геологическими, инженерными и термодинамическими условиями.

Защищаемые положения: реализация предложенной методики смешивающегося вытеснения позволит повысить производительность продуктивных пластов в рамках Новопортовского месторождения.

Реализация и апробация работы. Основные положения, материалы и результаты исследования отражены в публикациях:

1. Бурков Н.А. , Полякова Т.Г. Анализ производственных показателей деятельности американской нефтегазовой компании " Penn Virginia Corporation" // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 625-626
2. Бурков Н.А. Применение десендеров на месторождениях с осложненными условиями // Сборник: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»,

посвященном 120 – летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г. В печати.

Глава 1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1 Актуальность и значение применения МУН для нефтяных компаний

Человечество продолжает использовать углеводородное сырье во многих сферах жизни. Легкодоступные запасы истощаются, но потребность все еще актуальна. Нефтедобывающие компании переходят к разработкам неудобных новых месторождений, где добыча углеводородов, совсем недавно, была неисполнимой.

Оценить эффективность разработки месторождения можно по КИН. КИН может быть рассчитан, как соотношение части геологических запасов, извлеченных из недр, к начальным геологическим запасам.

Получение углеводородного сырья из пласта может оказаться доходным и при небольшом КИН. Тогда из пласта до нас не дойдут большие объемы нефти, а это недополученная прибыль. Положение дел улучшится в нашу сторону, при использовании современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

В настоящее время известны первичные, вторичные и третичные методы нефтедобычи. Они имеют общее назначение, а именно: повышение характера вытеснения нефти из пласта, совместно с повышением дренируемой зоны без бурения дополнительных скважин.

При первичных способах разработки используется пластовая энергия, которая со временем приведет к снижению добычи с уменьшением природной энергии. КИН в среднем около 10%.

При вторичных методах используется заводнение и закачка газа, с целью сохранения пластовой энергии. КИН в среднем около 35%.

Третичные методы направлены на повышение текучести нефти. Появляется возможность в повышение КИН до 15% и производить увеличение нефтеизвлечения на разрабатываемых месторождениях.

Широкое использование нашли тепловые и газовые методы увеличения нефтеотдачи. По оценкам Saudi Aramco являющейся национальной нефтяной компанией Саудовской Аравии, за первые десять лет двадцать первого века при помощи МУН было получено чуть больше трех процентов от общемировой добычи.

1.2 Классификация МУН

Методы увеличения нефтеотдачи — технологии нефтедобычи, которые приводят к увеличению производительности углеводородных скважин, путём искусственного поддержания энергии пласта или неестественному преобразованию физико-химических свойств нефти. Преимущественно выделяют: тепловые, химические и газовые. Суть тепловых методов сводится к подводке тепла (горячей воды, пара) в коллектор, чтобы приумножить подвижность нефти. Также возможно введение газовых составов (углеводородного ряда, углекислоты или азота) в коллектор, что также будет приводить к приумножению подвижности нефти и такие методы именуется газовыми. При закачке химическим реагентов в пласт методы будут называться химическими.

1.2.1 Тепловые методы

Начало истории тепловых методов в нашей стране лежит в 30-х годах XX века. За прошедшее время был обработан значительный объем экспериментальных и опытных мероприятий, благодаря которому использование тепловых методов существенно повысило свою практичность.

Получил широкое распространение способ ввода горячей воды в коллектор. Температура закачиваемой воды превышает двести градусов. Что приводит к увеличению текучести углеводородов. Нельзя забывать, что со временем температура воды будет снижаться. Этот факт приводит к тому, что

вытеснение углеводородов происходит не максимально температурной водой, а только затем высокотемпературной. Из этого делается вывод, добычи нефти будет неравномерной в объемном соотношении. А хороший эффект от применения такой технологии возможен в высокотемпературных коллекторах с малым коэффициентом расчленения. После снижения температуры закаченного агента до 90°C и ниже, может случиться ситуация, в которой нефть пропитывает капилляры породы и останется в них.

Вместо воды возможно использование горячего пара, за счёт большей теплоёмкости чем у воды. Когда вводится пар в коллектор, то подвижность нефти также растёт, а широкая фракция лёгких углеводородов испаряется и начинается её движение в коллекторе. В зоне пласта с меньшей температурой они выпадают в жидкость, увеличивая количество легких компонентов в нефти и работают в форме растворителя.

Еще один вариант термического воздействия — внутрипластовое горение. Этот зажигательный метод основан на естественной характеристике нефти как горючего. У забоя нагнетательной (зажигательной) скважины нефть поджигают с помощью электрических горелок или химической реакции. Так как без окислителя подобные реакции невозможны, то с поверхности будут подавать смеси с кислородом или окислителями. Таким образом фронт горения распространяется по коллектору, увеличивая подвижность углеводородов и продвигает углеводороды к зонам с пониженным давлением, которые будут у добывающих скважин. Положительный результат можно получить, когда углеводороды распределены по пласту равномерно, а сам пласт имеет высокие ФЕС. С высокой стабильностью будут гореть участки с тяжелой нефтью, с повышенным содержанием хорошо горящих коксовых остатков [1].

Тепловые МУН будут эффективны при разработке месторождений с тяжелой высоковязкой нефтью. По мере уменьшения температуры в пластовых условиях происходит выпадение асфальтосмолопарафиновых веществ которые приводят к ухудшению ФЕС. В случае работы с тяжелыми углеводородами

ухудшение ФЕС бывает непоправимым для эффективности разработки, следовательно, температурные вложения в коллектор могут быть нелишними.

1.2.2 Химические методы

Когда требуется более результативное извлечение углеводородов, то возможно использование различных химических растворов, вместо воды. Когда требуется извлечение жидких углеводородов из пор, то растворы ПАВ снизят «цепляемость» к породам, в частности к гидрофобным.

Одна из задач, которую решают ПАВ — это снижение поверхностного натяжения у раздела фаз нефть-вода, что благоприятно сказывается на продвижение углеводородов к добывающим скважинам, так как для этого потребуются меньшие перепады давления.

К минусам ПАВ относится их стоимость. Нередко, в качестве аналога используют щелочные растворы. Их задача прореагировать с нафтеновыми кислотами и образовать ПАВ в коллекторе. Область применения щелочных растворов ограничивается наличием в пластовых водах ионов кальция — при реакции с щелочью они образуют хлопьеобразный осадок [2].

Возможно использование и загустителей, при их использовании будет происходить увеличение вязкости нагнетаемого агента, а это может позволить достичь вязкости жидких углеводородов. Следовательно, ввод такого агента снизит и приблизит скорость распространения закачиваемого агента к скорости движения жидких углеводородов в участках пласта с максимальными проницаемостями.

Имеется возможность и использовать тандем из ПАВ и полимеров. Технология появилась в начале 1980-х годов, привела к стремительному росту химических заводнений. При запуске показала своё несовершенство из-за необходимости использования большого числа химреагентов и их высокой стоимости. С недостатками в дальнейшем боролись и находились пути решения. К одному из них относится разбавление недорогими щелочами имеющих

высокую стоимость ПАВ. Испытания такого тройного щелочь-ПАВ-полимерного заводнения показали, что объединение методов может дать увеличение КИН на 15–20%. Сама технология получила название ASP-заводнение — от английского *alkali-surfactant-polymer* — щелочь-ПАВ-полимер. Активное применение ASP-технологий в США продолжилось с начала XXI века.

Выбор ПАВ для химического заводнения является длительным процессом. Реагенты подбираются с учётом: термобарических условий и петрофизических характеристик пластов, минерализации воды и, конечно, характеристик углеводородов, отдельно под каждый объект реализации технологии.

Для Западной Сибири характерны сравнительно высокие температуры пласта, поэтому особенно важны лабораторные исследования на температурную стабильность реагента. Пробирки с водным раствором ПАВ помещают в печь на период от нескольких недель до нескольких месяцев, затем тестируют на изменение физико-химических свойств.

При испытаниях ПАВ оценивают их способность создавать из нефти и воды микроэмульсию. При добавлении ПАВ в пробирку возникает промежуточная зона из мелких капелек нефти, плавающих в воде. Чем больше эта зона, меньше размер капель (он должен составлять менее 200 нм) и ниже межфазное поверхностное натяжение, тем лучше.

1.2.3 Газовые методы

Как было написано ранее, роль полимеров сводится к увеличению вязкости воды, а роль газовых методов сводится к уменьшению вязкости углеводородов. Для увеличения подвижности жидких углеводородов производится нагнетание газовых агентов – растворителей, в роли которых выступают углеводородные газы, а также углекислота. Все эти газы провзаимодействуют с жидкими углеводородами, после чего увеличат их подвижность.

При нагнетании растворителя в коллектор, он прореагирует с нефтью и растворится в ней. Это приведёт к увеличению подвижности нефти и её

продвижению к добывающим скважинам. Такая технология может не только увеличивать коэффициент извлечения нефти, но и способствовать утилизации ПНГ. Который с 2012 года необходимо утилизировать в объеме не менее 95%, иначе на организацию накладываются значительные штрафы.

Уже хорошо известно, что газовое воздействие эффективно применять на низкопроницаемые коллекторы и месторождения с уже значительной обводненностью, а также для высоковязких нефтей.

Использование двуокиси углерода особенно эффективно, так как в процессе растворения текучесть нефти увеличится, а также уменьшается плотность из-за увеличения объема, что приведет к набуханию нефти. Увеличение объема нефти особенно полезно, при разработке заводненных пластов [3].

Наблюдается прямо пропорциональная зависимость между молекулярной массой газового компонента и растворимостью углеводородов в нефти.

Можно выделить пару основных технологий газового воздействия, а именно: смешивающееся вытеснение, когда закачанный объем газа полностью растворен в жидкой фазе (при данных термобарических условиях) и не имеет самостоятельной фазы; несмешивающееся вытеснение, когда объем газа не полностью растворен в жидкой фазе, имеется три фазы.

При смешивающемся вытеснении коэффициент вытеснения для однородных пластов будет стремиться к единице. При ограниченной смешиваемости коэффициент вытеснения будет немного больше, чем при заводнении.

Финансово сложно реализовать длительную закачку растворителя. На практике реализуется схема, при которой после заранее определённого объема газа нагнетают продавочную жидкость. Продавочную жидкость используют для вытеснения закаченного объема газа к добывающим скважинам.

В качестве продавочной жидкости используют воду или метан. Такой выбор основан на имеющихся в больших объемах агентов и их хорошей совместимости с закачиваемым газом.

Схема смешивающегося вытеснения представлена на рисунке 1.

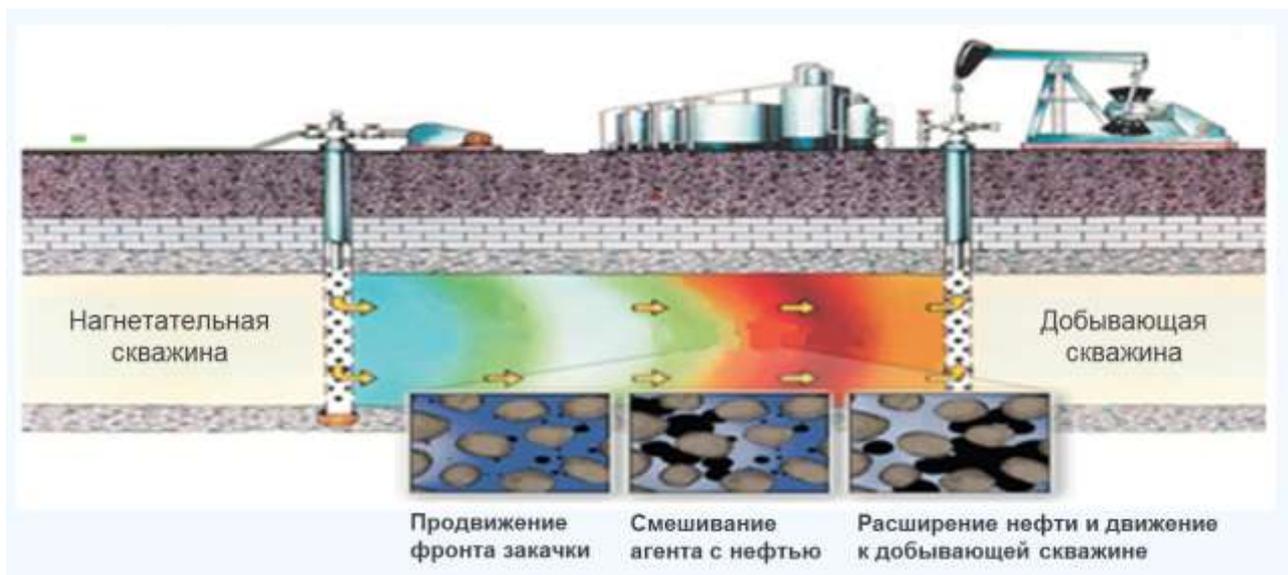


Рисунок 1 – Схема смешивающегося вытеснения

Следует отметить, что применение газовых методов становится еще эффективнее при применении нескольких нагнетательных скважин, использующих тот же объем растворителя, в сравнении с одной скважиной, использующей тот же объем растворителя. К примеру, две скважины с 50% растворителя могут дать больше дополнительной добычи, чем 1 скважина с применением 100% растворителя.

Существует множество видов МУН, которые были предложены или фактически реализованы на месторождениях. Однако в настоящее время только два вида МУН занимают основное положение по приросту дополнительной добычи.

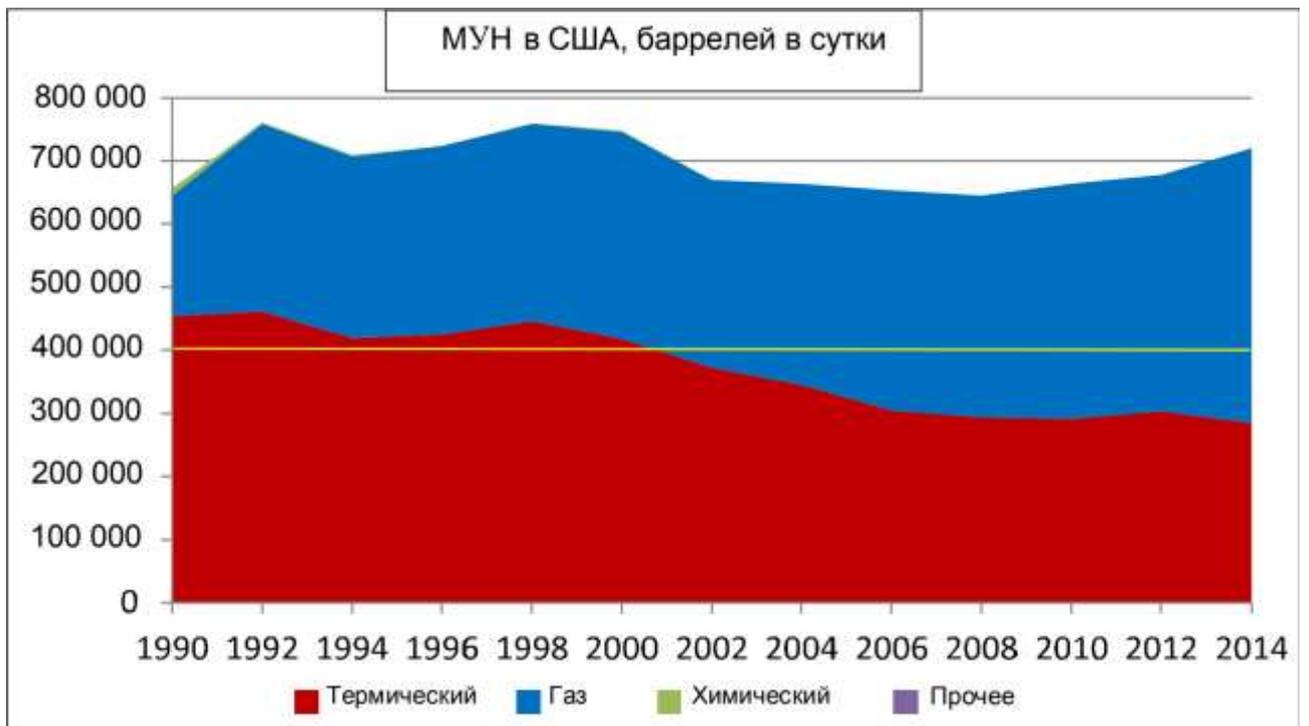


Рисунок 2 – МУН в США, баррелей в сутки

Термические способы, включающие закачку пара в тяжелую нефть на небольших глубинах, были очень успешными в ряде мест. Закачка полимеров хорошо работала на некоторых вязких нефтях, особенно в Канаде, где традиционное заводнение оказывалось малоэффективным. Химическое заводнение, в частности с сочетанием щелочных агентов, поверхностно-активных веществ и полимера (ASP), привело к появлению большого количества технических публикаций, но к очень скудным реальным результатам в нефтеотдаче в конце прошлого века. В приведенном графике (рисунок 2) представлена добыча от применения МУН в США. Крошечный зеленый участок сверху обозначает прирост дополнительной добычи от МУН методом химического заводнения в США, которое фактически равно нулю. Информация по химическому заводнению учтена за последнее десятилетие XX-го века.

1.3 Мировой и отечественный опыт применения технологии водогазового воздействия на продуктивный пласт

Следующим развитием нагнетания воды в пласт послужило применение технологии водогазового воздействия, которое приводит к увеличению нефтеизвлечения из пласта до 15%. Рост внимания на использование технологии ВГВ можно связать с надобностью разрабатывать запасы углеводородов, находящихся в низкопроницаемых коллекторах. В таких коллекторах, при классическом заводнении, редко получается достичь 30% КИН. Данные цифры объясняются малым значением коэффициента вытеснения нефти водой. Физическая сущность процесса заключается в том, что на контакте взаимно не растворяющихся фаз нефти и воды влияют силы поверхностного натяжения и возникающие существенные градиенты капиллярного давления, которые в условиях микронеоднородного коллектора содействуют захоронению заметных "целиков" остаточной нефти [4].

Чтобы применение технологии ВГВ прошло с положительными результатами необходимы:

- высокие термобарические условия в продуктивных отложениях;
- минимальны значения ФЕС;
- высокая текучесть жидких углеводородов;
- давление насыщения стремилось к начальному пластовому.

Также имеется мнение, учитывая которое можно увеличить критерии применения технологии ВГВ. «Учитывая результаты теоретических исследований и опытно-промышленных работ, наиболее перспективным видится применение водогазового воздействия с объемным содержанием газа в пластовых условиях до 25-30 % для пластов с высокой послойной неоднородностью, содержащих недонасыщенные нефти при относительно невысоком пластовом давлении. Также низкие значения текучести жидких углеводородов или наличие свободного газа не являются факторами, из-за которых следует отказаться от применения технологии ВГВ» [5].

Количество проведённых и проводимых экспериментов по реализации технологии ВГВ очень велико. Далее будет рассмотрено применение технологии ВГВ на отечественных и зарубежных месторождениях, с учётом происходящих процессов, а также результатов применения технологии на участках внедрения.

К крупнейшей отечественной практике реализации технологии ВГВ относится промышленная реализация на Самотлорском месторождении. Данные по проекту приведены в таблице 1. Необходимо отметить, что полученные положительные результаты превысили накопленную дополнительную добычу нефти, при сравнении с остальными проектами, приведёнными в таблице 1.

Самотлорское месторождение

В 80 годах XX века на пластах месторождения проводились опытные испытания водогазового воздействия вода и газ закачивались поочередно – при такой реализации технологии закачка попутного газа сменялась нагнетанием воды.

Перед началом работ по применению технологии ВГВ наблюдалось снижение дебитов нефти. После применения технологии ВГВ ряд скважин возобновил фонтанирование, а по некоторым остальным скважинам случилось увеличение дополнительной добычи нефти, а также снижение добываемой воды в продукции.

В ходе испытаний технологии ВГВ на месторождении, а также сравнении технологическими показателями с заводнением сделан вывод об эффективности опытных испытаний. Также следует отметить и возникшую неясность с последующей адаптацией ранее имеющейся системы ППД. В начале испытаний технологии ВГВ появилось понимание, что эффективность ВГВ будет связано с охватом пласта воздействием. Так, для роста коэффициента охвата пласта рекомендовались изменения долей закачиваемого газа и воды, корректировки их соотношений, нагнетаемого давления, применять интенсификацию добычи нефти, а также проведение водоизоляционных работ.

По итогам реализации технологии ВГВ на пласт в 1984 году дополнительный прирост нефтеотдачи приблизился к 7%, при росте темпов разработки более, чем в три раза [6].

Введенская площадь

1959 год отметился начальным испытанием технологии ВГВ на участке, при этом с совместной закачкой агентов. А закачиваемая водогазовая смесь рассматривался как автономный агент. В качестве газа использовали легко доступный воздух. В ходе испытаний по применению технологии ВГВ стремились прийти к снижению прорывов вытесняющего агента, в частности по промытым частям коллектора, и в тоже время увеличить дополнительную добычу нефти из коллектора [5].

Месторождение Северный Сох (Узбекистан)

Испытание технологии ВГВ проводилось на VIII горизонте, который сложен сложенным песчанистыми известняками с прослоями глин, ангидритов и мелкозернистых известняков. ФЕС следующие: средняя пористость - 18 %, проницаемость - 0,150 мкм², глубина залегания 1470-1590 м, начальное пластовое давление - 14,4 МПа [7].

Перепуск газа происходил в интервале лет с 1961-1973 гг.. В рамках этого интервала было введено порядка 159 миллион м³ газа, а прирост по дополнительной добычи нефти составлял более 400 тысяч тонн.

Прирост добычи нефти, в ходе внедрения комплексного метода поддержания давления пласта, превзошел 50 % от намеченного конечного коэффициента нефтеотдачи (0,55).

Месторождение Сири (шельф датского сектора Северного моря)

На месторождении испытания технологии ВГВ начались с июня 1999 года, при помощи пяти добывающих и двух нагнетательных скважин. Добыча нефти стабилизировалась на отметке 8000 м³/сут. Коллектор характеризуется относительно слабо отдающей структурой и мощностью зоны нефтеносности до 25 м. Результаты применения технологии описываются положительно, так как

происходило полное замещение выработанного пространства при постоянной производительности скважин.

Месторождении Интисар (Ливия)

Применение технологии ВГВ позволило увеличить нефтеотдачу с пластов.

Разработка объекта началась в 1968 году. В 1989 году отбор составил около 62 %, а чтобы повысить значение нефтеотдачи была применена технология ВГВ.

Добыча нефти на месторождении ведется из карбонатной рифовой структуры. Толщина продуктивного пласта составляет 300 м, пористость - 22 %, средняя проницаемость - 0,2 мкм².

Изначально с целью ППД в подошвенную часть пласта нагнеталась вода. Далее в пласт стали нагнетать газ, который включал около 27 % углеводородов рядов C₂H₆-C₆H₁₄. По итогам полученных результатов пришли к выводу, что результативнее будет нагнетание газа, для добычи нефти, чем закачка воды. В связи с чем, последующая закачка воды в нефтенасыщенные коллектора не проводилась.

Месторождение Джоффер (Канада)

С 1983 года производится применение технологии ВГВ, совмещающее закачку как воды, так и углекислоты. Глубина залегания продуктивного горизонта 1500 м, эффективная толщина - 3 м, пористость - 13 %, проницаемость - 0,45 мкм². На начальном этапе на опытном участке было два пятиточечных элемента, охваченных четырьмя нагнетательными скважинами, работы проводились по схеме WAG. В результате использования углекислого газа получено 30 % нефти, оставшейся в пласте после заводнения, суммарная нефтеотдача равна 60 %.

Известны проекты по закачке CO₂ и углеводородных газов на месторождениях Хол-Гарни, RangelyWeberSandUnit в США. Установлена эффективность этих методов, но отмечен низкий охват пластов воздействием.

ВГВ используется и на морских месторождениях Норвегии, в частности на месторождении Грейн. Закачивается смесь воды и углеводородного газа.

Планируется добыть до 55 % геологических запасов нефти. Проект находится в начальной стадии реализации [8].

Мировая практика показала интерес к технологии ВГВ, за счёт того, что она смогла саккумулировать достоинства классического заводнения, а также ввода в коллектор газа из углеводородного ряда. Так, этот метод реализован на объектах США, Канады, России, Норвегии, Китая, Турции, Узбекистана, Великобритании и Алжира. История применения технологии ВГВ описывает реализацию на коллекторах с высокими термобарическими условиями, а также высоко текучими жидкими углеводородами, вместе с низкими ФЕС пластов. Подводя итог опыту зарубежных коллег, приходим к выводу: применению технологии ВГВ показало наибольшую результативности при вводе и создании больше объемных оторочек при вводе газа, в частности углекислоты.

В таблице 1 содержатся сведения о применении технологии ВГВ на отечественных месторождениях, начиная с XX века. Необходимо отметить, что ключе

Следует отметить, что проведённые испытания на ряде месторождений оценивались как положительно, так и отрицательно. Получение дополнительной добычи нефти может характеризовать проведенные испытания, как положительные. Снижение уровня обводнённой продукции также свидетельствует о положительных результатах [9-15].

Таблица 1 – Современные проекты внедрения ВГВ на месторождениях России

Месторождение	Технология	Результаты
Битковское (1972г.)	Водогазовая репрессия Использовался газ из внешнего источника, при отношении газа к воде, как 3 к 1.	1. Газовый фактор понизился на 30% 2. Пластовое давление изменило снижение с 0,2 до 0,1 МПа/год; 3. Произошёл рост отбора углеводородов; 4. Увеличилось количество добываемой воды.

Продолжение таблицы 1

Месторождение	Технология	Результаты
Журавлевско- Степановское (1971-1974 гг.)	Попеременная закачка воды и газа Использовался газ из газовой шапки, при отношении газа к воде, как 6 к 1.	1. Произошёл рост добычи нефти на 50%; 2. Произошёл рост пластового давления до 1,7 МПа с 0,95 МПа; 3. Доля воды в добываемой продукции снизилась.
Федоровское (1975 г.)	Закачка водогазовой смеси с поверхности Использовался газ из газового пласта, при отношении газа к воде, как 3 к 1.	1. Произошёл рост профиля приемистости; 2. Улучшение фильтрационных характеристик ПЗП; 3. Закупорка гидратами.
Советское (1992-1993 гг.)	Закачка водогазовой смеси Использовался попутный нефтяной газ.	1. За 5 месяцев прирост по дебиту нефти составил 2,6 тысяч тонн; 2. Произошло падение обводнённости на 9%; 3. ПНГ был утилизирован.
Вахское (1992-1993 гг.)	Закачка водогазовой смеси Использовалась смесь попутного нефтяного газа с воздухом.	1. За 6 месяцев прирост по дебиту нефти составил 4,7 тысяч тонн
Самотлорское (1984 г.)	попеременная закачка газа и воды Использовался газ с первой ступени сепарации.	1. Прирост по дебиту нефти составил 1,5 миллиона тонн нефти; 2. Газовый фактор увеличился до 1500 м ³ /т.
Алексеевское (с 2005 г.)	Закачка водогазовой смеси Использовался попутный нефтяной газ с подтоварной водой.	Произошёл рост КИН на 7% до 24%.

Продолжение таблицы 1

Месторождение	Технология	Результаты
Восточно-Перевальное (с 2005 г.)	Закачка водогазовой смеси Использовался газ высокого давления с подтоварной водой.	Дебит нефти от реализации технологии составлял 24% от месячного значения, по участку апробации.
Котовское (с 2010 г.)	Попеременная закачка в пласт газа и воды. Использовался газ высокого давления с подтоварной водой.	Прирост по дебиту нефти составил 7,02 тысяч тонн за 2010 г., что привело к росту КИН на 0,3%.

1.4. Классификация водогазового воздействия

Всё активнее проявляется интерес к технологии ВГВ, так как применение данной технологии включило в себя достоинства от классического заводнения и технологий газового воздействия на продуктивные пласты. Из практической реализации технологии ВГВ известно, что происходит прирост КИН до 15% при сравнении с классическим заводнением. Учитывается и тот факт, что происходит добыча жидких углеводородов из низкопроницаемых зон коллектора, которые редко извлекаются при классическом заводнении. А в таких случаях КИН редко превышает 30%. При реализации такой технологии в пласт будут закачиваться в различных пропорциях вода и газовые агенты. В роли газового агента могут выступать газы, рассмотренные в газовых методах [16, 17].

Водогазовое воздействие (ВГВ) – это метод, реализуемый при воздействии на нефтенасыщенный коллектор. Когда в пласт нагнетается рабочий агент, то за счет этого случится поддержание и стабилизация, а также восстановление пластового давления, рабочий газовый агент будет закачиваться в разных сочетаниях и модификациях с водой. Рассматриваемая далее классификация технологии ВГВ базируется на предложенных определениях и предложенной

системе [18], также для анализа в работе используется классификация, сформированная за счет отечественных нормативных документов [19-29]

По взаимодействию газа с вытесняемой нефтью

Существуют следующие виды: газовая репрессия, режим ограниченной взаимной растворимости и режим неограниченной взаимной растворимости.

В случае с газовой репрессией не будет существовать массообмен между жидкими и газовыми фазами. Процесс вытеснения жидких углеводородов описывается газодинамическими силами.

В случае с режимом ограниченной взаимной растворимостью будет существовать обмен компонентами между жидкими и газовыми фазами при извлечении нефти из коллектора. Процесс вытеснения жидких углеводородов описывается газодинамическими силами, одновременно с парциальным движением фракций из жидких углеводородов в газовую и обратно. В такой ситуации, границы раздела фаз и межфазное натяжение будут без изменений.

Когда реализуется смешивающийся режим, иначе называется режимом неограниченной взаимной растворимости, то газовые и жидкостные фазы двигаются, как единое целое, с минимально возможным межфазным натяжением. Такие режимы бывают одноконтактными и многоконтактными.

По используемому газовому агенту

ВГВ может происходить при использовании таких газовых агентов, как газы углеводородного ряда, углекислоты, азота, дымовых газов и использование воздуха.

Из углеводородных газов активно применяют метан (сухой газ), а также жирные газы с высоким содержанием числа углеводородных растворителей (компоненты C_2H_6 и выше).

После нагнетания в коллектор воздуха, в частности окислителя, появляются условия для начала окислительных экзотермических процессов, за счёт реакции между углеводородами и нагнетаемым кислородом. В такой ситуации, нагнетаемый воздух не будет служить рабочим агентом, а будет являться реагентом для получения вытесняющего агента в коллекторе.

При различных термобарических условиях коллектора и параметров флюидов в коллекторе могут быть реализованы три отличных друг от друга процесса, такие как: вытеснение дымовыми газами используется когда тепловое влияние на добычу жидких углеводородов мало; термогазовое воздействие используется в случаях с имеющейся высокотемпературной зоной за фронтом вытеснения нефти газами горения и образуется «нефтяной вал» и внутрипластовое горение.

Когда вытеснении нефти происходит дымовыми газами нагнетание воздуха к коллектору признается газовым методом. При этом термогазовое воздействие на коллектор считается интегрированным методом, который также взаимодействует с технологиями водогазового воздействия. Внутрипластовое горение признается тепловым методом, приводящим к росту дополнительной добычи нефти.

По способу нагнетания технологии ВГВ на нефтенасыщенные коллектора подразделяются на виды: последовательная закачка; попеременная или чередующаяся закачка и совместная закачка в пласт.

В случае с последовательной закачкой предполагается нагнетание воды после длительного цикла нагнетания газа. В случае с попеременной закачкой в коллектор, такая технология реализуется отдельно инжектированием в нефтенасыщенный коллектор нагнетаемых агентов. Также предъявляются требования к доле занимаемого объема оторочки, она не должен превышать 12% от начального нефтенасыщенного порового объема дренируемой области пласта [19]. В случае с совместным нагнетанием агенты (газ и вода) вводятся в коллектор в одно время, что приводит к созданию водогазовой смеси (ВГС).

Достоинства и недостатки технологии водогазового воздействия

Достоинства технологии:

- Рост извлечения жидких углеводородов при использовании:
 - газа, что приводит к росту коэффициента вытеснения;
 - воды, что приводит к росту коэффициента охвата;
- снижает риски прорыва воды в добывающие скважины;

- технологию можно использовать:
 - в рамках существующей системы ППД;
 - на единично взятой скважине, или всём месторождении;
- современная утилизация ПНГ на промыслах.

Недостатки технологии:

- необходимы большие объемы газа;
- потребуются высокие давления нагнетания;
- повышенные требования к герметичности эксплуатационной колонны, насосно-компрессорным трубам и пакерам;
- большие капиталовложения в начале проекта, для создания оптимального газоснабжения.

Также следует учитывать, что техническое проблемой может стать выбор оптимального насосного оборудования и подбор параметров для наилучшей работы.

Глава 2. АНАЛИЗ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Информация данного раздела (стр. 36-44) изъята, так как относится к категории коммерческой тайны.

Глава 3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЭСНЕНИЯ НА НОВОПОРТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Информация данного раздела (стр. 45-57) изъята, так как относится к категории коммерческой тайны.

Глава 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информация данного раздела (стр. 58-75) изъята, так как относится к категории коммерческой тайны.

Глава 5. Социальная ответственность

Данная работа представлена изучением технологии смешивающих вытеснения на Новопортовском НГКМ. ООО «Газпромнефть-Ямал» осуществляет свою деятельность с учетом воздействия на жизнь и здоровье работников, оборудование, имущество и окружающую среду. Никакие соображения экономического, технического или иного характера не могут быть приняты во внимание, если они противоречат необходимости обеспечения безопасности работающих на производстве, населения и окружающей природной среды.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Новопортовское НГКМ является самым северным и одним из наиболее крупных разрабатываемых нефтегазоконденсатных месторождений углеводородов на полуострове Ямал, расположено в Ямало-Ненецком автономном округе. Относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера [31].

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск (ст.117 ТК РФ) в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах Крайнего Севера, - 24 календарных дня; в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления различных заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание. От качества организованности рабочих мест, во многом зависит эффективность выполняемого труда, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования компании. Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с тонкостями организации производственного процесса.

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования, связанного с технологическим процессом МУН территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливают помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

5.2 Производственная безопасность

Перечень возможных вредных и опасных факторов, характерных для данного производства представлены в таблице 21, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 21 - Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1) Эксплуатация и обслуживание скважин; 2) Осуществляется контроль за бурением высокотехнологичных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта;	1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2) Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека; 3) Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4) Отсутствие или недостаток естественного света;	1) Электрический ток; 2) Аппараты под давлением; 3) Пожароопасность оборудования.	1) ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [32] 2) СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. [33] 3) 4156-86. Санитарные правила для нефтяной промышленности. [34] 4) ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [35]

5.2.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

При проведении работ на открытых площадках Новопортовского НГКМ правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

– запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям.

– в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща.

– при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура плюс 25 °С.

Средствами коллективной защиты являются мероприятия по транспортировке персонала к месту работы и обратно в теплом транспорте, сокращение времени работы на открытом воздухе, а также оборудование помещений для обогрева и отдыха персонала.

5.2.2 Расчет потребного воздухообмена при выделении газов через неплотность аппаратуры, находящейся под давлением

Работа персонала кустовой площадки, где будет применяться МУН связанный с закачкой бутановой смеси, будет связана с нахождением в помещении с АГЗУ. Система, состоящая из аппаратов и трубопроводов, заполнена бутаном. Рабочее давление в аппаратуре $p_a = 7$ атм, а в проводящих трубопроводах $p_{tr} = 17$ атм. Внутренний объем аппаратуры $v_a = 8$ м³, объем трубопроводов, $v_{tr} = 1,5$ м³. Температура газа в аппаратуре – $t_a = 55$ °С, в трубопроводе – $t_{tr} = 25$ °С. Определим потребный воздухообмен в помещении.

Производственная аппаратура, работающая под давлением, как правило, не является вполне герметичной. Степень герметичности аппаратуры уменьшается по мере ее износа. Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов, просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}}, \text{ кг/ч} \quad (1.1)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ($k = 1-2$); c – коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате; v – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением, м^3 ; M – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре; T – абсолютная температура газов в аппаратуре, К .

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000G}{x_H - x_B}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1.2)$$

где L , $\text{м}^3/\text{ч}$ – потребный воздухообмен; G , $\text{г}/\text{ч}$ – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_B , $\text{мг}/\text{м}^3$ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [35]; x_H , $\text{мг}/\text{м}^3$ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест (ГН 2.1.6.1338-03) [36].

Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате представлен в таблице 22

Таблица 22 - Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате

Давление p , атм	до 2	2	7	17	41	161
c	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

Расчет: определяем величины утечек бутана из аппаратуры и трубопроводов. Принимаем $k = 1,5$; $c_a = 0,182$; $c_{тр} = 0,189$ (по методическим материалам); $M = 58$ для бутана. Утечка газа из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1,5 \times 0,182 \times 8 \sqrt{\frac{58}{328}} = 0,92 \text{ кг}/\text{ч}$$

Утечка газа из трубопроводов составляет:

$$G_{тр} = 1,5 \times 0,189 \times 1,5 \sqrt{\frac{58}{298}} = 0,19 \text{ кг}/\text{ч}$$

$$G = G_a + G_{тр} = 0,92 + 0,19 = 1,11$$

Используя методические материалы, находим, что для бутана $x_H = 300 \text{ мг}/\text{м}^3$; $x_B = 200 \text{ мг}/\text{м}^3$. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{1000 \cdot 1,11}{300 - 200} = 11,1, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Ответ: $L = 11,1 \text{ м}^3/\text{ч}$

5.2.3 Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

В процессе проведения работ, в организм человека может произойти попадание токсичных веществ. Токсичные вещества могут попасть в организм при вдыхании паров и аэрозолей, а также при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз, при этом:

- на коже возникает дерматит - отечные, шелушащиеся пятна величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза происходит сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): очки защитные, резиновые перчатки, спецодежда.

5.2.4 Повышенный уровень шума и вибрации

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [33] предельно допустимый уровень шума - это уровень фактора, который при ежедневной (кроме выходных дней) работе, но не более 40 часов в неделю в течение всего рабочего стажа, не должен вызывать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья. К источникам шума необходимо отнести звуковоспроизводящую аппаратуру, технологическое оборудование и автотранспорт. Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для напряженности легкой степени трудового процесса соответствует 80 дБА, для напряженности средней степени трудового процесса соответствует 70 дБА, а для напряженного трудового процесса соответствует от 60 до 50 дБА. [33]

Постоянное воздействие шума или вибрации может привести к агрессивному поведению, депрессивному состоянию и прочим психическим нарушениям.

При компримировании газа, бурении и ремонте скважин, и прочих операциях создается определенный уровень вибрации.

В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации.

Средствами индивидуальной защиты от повышенного вибрационного и шумового воздействия являются виброзащитные перчатки и рукавицы, виброизолирующие подметки, стельки и специальная виброизолирующая обувь, шумоподавляющие наушники.

5.2.5 Отсутствие или недостаток естественного света

Новопортовское НГКМ находится за полярным кругом, в длинную полярную ночь солнце на полгода уходит за горизонт.

Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

Поэтому возникает потребность в использовании искусственного освещения, когда естественного освещения оказывается недостаточно для проведения работ. Искусственное освещение рабочего пространства проводится с использованием прожекторов и ламп в взрыво- и пожаробезопасном исполнении. Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности приведены в таблице 23 [34]

Таблица 23 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной

промышленности. (4156-86. Санитарные правила для нефтяной промышленности)

Наименование объекта	Освещенность (лк)
На буровых установках	
а) рабочая площадка	30
б) роторный стол	100
в) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	150
Насосные станции	50
Устья скважин	30
Места управления задвижками у групповых установок	30

5.3 Анализ опасных факторов рабочей среды

К опасным производственным факторам при проведении мероприятий по увеличению нефтеотдачи относятся:

5.3.1 Электробезопасность

При проведении работ по контролю и обслуживанию оборудования, связанного с технологическим процессом МУН существует риск поражения персонала электрическим током. Риски возникают при контакте с токоведущими частями, при попадании в поле растекания тока по земле, при пробое электроизоляции кабелей.

Электрооборудование в помещении должно отвечать требованиям правил устройства электроустановок. Все части технологического оборудования, которые проводят статическое электричество, необходимо заземлить согласно ГОСТ 12.4.124-83. Средства индивидуальной защиты в зависимости от назначения в соответствии с ГОСТ 12.4.124-83:

- специальную одежду антиэлектростатическую;
- специальную обувь антиэлектростатическую;
- предохранительные приспособления антиэлектростатические (браслеты и кольца);
- средства защиты рук антиэлектростатические [37].

Индивидуальные дополнительные электробезопасные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током.

Основные коллективные способы и средства электробезопасности: изоляция токопроводящих частей (проводов) ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; защитное заземление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

5.3.2 Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Из-за высокого значения давления в технологическом оборудовании и трубопроводах может произойти разрушение этого оборудования, и как следствие, могут быть нанесены травмы работникам, в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом ПБ 03-581-03 [38].

Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные, предохранительные и перепускные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые.

Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры

стенки, расчетного давления и характера рабочей среды. Данные приведены в таблице 24.

Таблица 24 - Группа сосуда в зависимости от расчетного давления, температуры стенки и характера среды

Группа сосудов	Расчетное давление, МПа	Температура стенки, °С	Рабочая среда
1	Свыше 0.07	Независимо	Взрывоопасная, или пожароопасная, или 1, 2 классов опасности по ГОСТ 12.1.007
2	До 2.5	Ниже минус 70, выше 400	Любая, за исключением указанной для 1-й группы сосудов
	Свыше 2.5 до 4	Ниже минус 70, выше 200	
	Свыше 4 до 5	Ниже минус 40, выше 200	
	Свыше 5	Независимо	
	До 1.6	От -70 до -20 От 200 до 400	
3	Свыше 1.6 до 2.5	От минус 70 до 400	
	Свыше 2.5 до 4	От минус 70 до 200	
	Свыше 4 до 5	От минус 40 до 200	
4	До 1.6	От минус 20 до 200	

5.3.3 Пожаровзрывобезопасность

Технология смещивающегося вытеснения не обходится без использования большого количества пожаровзрывоопасных смесей.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д.

При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно-механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы.

5.4 Экологическая безопасность

При работе и обслуживании технологических установок создаются воздействия на окружающую среду.

При термогазовом воздействии на пласт в основном загрязняющими атмосферу веществами являются углеводороды, сероводород, оксиды азота и серы, а также механические взвеси.

К выбросам их при добыче нефти приводят следующие случаи: аварийное фонтанирование, опробование и испытание скважин. Значительное количество углеводородов выделяется в атмосферу в результате негерметичности оборудования и арматуры.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны описаны в ГН 2.2.5.1313–03. [39]

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества.

Происходит загрязнение литосферы за счет твердых отходов, а также при разливах нефти. Нефть, попадая в почву, опускается вертикально вниз под влиянием гравитационных сил и распространяется вширь под действием поверхностных и капиллярных сил. При содержании в грунте 10-12 % (уровень остаточного насыщения) нефть становится неподвижной.

Движение прекращается также при достижении нефтью уровня грунтовых вод. Нефть начинает перемещаться в направлении уклона поверхности

грунтовых вод. Для предотвращения миграции разлитой нефти бурят серию скважин и извлекают загрязненные грунтовые воды. В некоторых случаях на пути движения грунтовых вод ставится водонепроницаемый барьер (резиновые гидроизолирующие мембраны). Нефть, скопившаяся около барьера, удаляется при помощи специального оборудования.

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

При этом опасное загрязнение природных вод возможно как при сбросе в них неочищенных вод, так и при разливе, смыве собственно токсичных веществ в водоемы, грунтовые и подземные воды. Такие случаи довольно часто возникают в процессе бурения и крепления нефтяных и газовых скважин, при перетоках нефти или пластовых минерализованных вод из нижележащих горизонтов в вышележащие и наоборот.

Большое значение для предотвращения загрязнения пресноводных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважины и качество цементирования колонн. Конструкция скважины должна изолировать все пресноводные горизонты от продуктивных нефтяных (газовых) залежей.

5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

На Новопортовском НКГМ в процессе увеличения нефтеотдачи, с использованием технологии смешивающих вытеснений будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 25.

Таблица 25 – Возможные чрезвычайные ситуации

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - загазованность помещения. - отравление парами хим. реагентов и облив хим.реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - загазованность помещения; - отравление газом, облив нефтью.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового (для огнетушителей с источником вытесняющего газа) или запорно-пускового (для закачных огнетушителей) устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации. [40]

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

Выводы:

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

Заключение

Нефтедобывающие компании переходят к разработкам трудноосваиваемых месторождений, где добыча углеводородов, совсем недавно, была нереализуемой. Это приводит к созданию и внедрению различных технологий, позволяющих повысить извлечение нефти из всего объема пласта. Для этого вначале в лабораторных условиях, а затем и опытно-промышленной разработкой месторождений испытывают эти методы.

В работе рассмотрены различные методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые применяются в настоящее время в нефтегазовой отрасли. При рассмотрении месторождений-аналогов перспективным выглядит технология смешивающих вытеснений, которая позволяет повысить КИН на 10-20 %. Обобщая мировой и отечественный опыт применения технологии, сделан вывод, что при многообразии подходов к применению ВГВ, все они решают следующие задачи частного характера:

Были рассмотрены особенности Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассмотрена проблема утилизации ПНГ. Показано, что большие объемы газа доступны для закачки в смешивающемся режиме практически без затрат, в ближайшей перспективе отсутствуют варианты для экспорта и монетизации от C_2H_6 до C_4H_{10} , большая часть инфраструктуры для применения газовых методов увеличения нефтеотдачи имеется.

При решении задачи по оценке эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи на Новопортовском месторождении в работе показано, что в период с 2021 по 2040 года может быть добыто около 5,8 миллионов тонн нефти с пластов НП4 и НП8.

Проанализировав зарубежный и отечественный опыт, можно сделать вывод: внедрение технологии водогазового воздействия на продуктивные пласты перспективно, при использовании данного метода почти во всех случаях уменьшалась обводненность добываемой продукции за счет увеличения

коэффициента охвата и добавления в разработку раннее слабопроницаемых каналов, а также увеличивалась нефтеотдача, что непосредственно отражается на экономических показателях.

Список публикаций студента

1. Бурков Н.А. , Полякова Т.Г. Анализ производственных показателей деятельности американской нефтегазовой компании " Penn Virginia Corporation" // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. - Томск: Изд-во ТПУ, 2020 - Т. 2 - С. 625-626

2. Бурков Н.А. Применение десендеров на месторождениях с осложненными условиями // Сборник: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXV Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120 – летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г. В печати.

Список использованных источников

1. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика): учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк // Ухта: УГТУ – 2014. – 127 с.
2. Ильина Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири: Учебное пособие. / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина // Томск: Издательство ТПУ – 2006. – 166 с.
3. Квеско Б.Б. Методы и технологии поддержания пластового давления: учебное пособие / Б.Б. Квеско // Вологда: Изд-во «Инфра-Инженерия» – 2018. – 128 с.
4. Кокорев В. И. Газовые методы - новая технология увеличения нефтеотдачи пластов / В. И. Кокорев // Нефтепромысловое дело. – 2009. – С. 24-27.
5. Зацепин В. В. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / В. В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – С. 10-13.
6. Ефремов Е.П. Водогазовое воздействие на опытном участке Самотлорского месторождения / Е.П. Ефремов, А.И. Вашуркин, А.С. Трофимов, Г.К. Цымлянский, С.В. Королев // Нефтяное хозяйство. – 1986. – С. 36-40.
7. Далиев И.Д. Анализ разработки месторождения Северный Сох / И.Д. Далиев // Ташкент – 1990. – 92 с.
8. Дубинский Г.С. Анализ практики применения газового и водогазового воздействия на низкопродуктивные пласты для увеличения нефтеотдачи / Г.С. Дубинский, В.Е. Андреев // Нефтегазовые технологии и новые материалы. – 2018. – С. 157-167.
9. Анурьев Д. А. О применимости водогазового воздействия для разработки юрских пластов / Д. А. Анурьев, И. Н. Кошовкин, А. Л. Дейнеженко, А. Г. Скрипкин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – С. 36-40.

10. Гавура А. В. Ретроспективный анализ результатов применения МУН и технологий интенсификации добычи нефти на Самотлорском месторождении / А. В. Гавура, З. Г. Мубаракшин, В. Е. Разуменко, М. А. Шаламов // Москва – 2005. – С. 33-43.
11. Вафин Р.В. Повышение эффективности технологии водогазового воздействия на пласт на Алексеевском месторождении / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – С. 33-35.
12. Вафин Р. В. Метод регулирования технологией водогазового воздействия на пласт / Р. В. Вафин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – С. 30-32
13. Вафин Р. В. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным / Р. В. Вафин, Т. Р. Вафин, М. С. Зарипов, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – С. 24-28.
14. Ваньков А. А. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / А. А. Ваньков, Р. Г. Нургалиев, Ю. А. Червин, В. В. Зацепин // Нефтепромысловое дело. – 2007. – С. 10-13.
15. Вафин Т. Р. Об оценке предельных объемов газа в водогазовой смеси / Т. Р. Вафин, М. С. Зарипов, Р. Х. Гильманова, И. Ш. Щекатурова // Нефтепромысловое дело. – 2015. – С. 44-52.
16. Егоров Ю.А. Разработка технологии водогазового воздействия с использованием насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов: Автореферат. Дис. канд. тех. Наук. – Москва – 2006г. –28 с.
17. Дроздов А.Н. Технология и техника водогазового воздействия на нефтяные пласты / А.Н. Дроздов, Ю.А. Егоров, В.П. Телков // Территория Нефтегаз. – 2006. – С. 48-51.
18. Максutow Р. А. Классификация технологий водогазового воздействия / Р. А. Максutow, В.В. Зацепин // Технологии ТЭК. – 2017. –С. 42 – 45.
19. РД 39-9-151-79. Руководство по проектированию и применению метода заводнения с газовойдами смесями. СибНИИНП, Тюмень, 1979, 141 с.

20. РД 39Р-05753520-1125-94. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты. ТомскНИПИнефть, Томск, 1994, 82 с.
21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
22. СНиП 12-03-2001. Строительные нормы и правила СНиП 12-03-2001 "Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования".
23. Патент РФ № 2190760, МПК E21B 43/20. Способ водогазового воздействия на пласт / Дроздов А.Н., Фаткуллин А.А. // Оpubл. 10.10.2002, Б.И. №28.
24. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
25. Патент РФ № 2266429, МПК E21B 43/20. Гидрокомпрессионный бустерный насос / Белей О.И., Лопатин С.Ю., Олейник О.С. // Оpubл. 20.12.2005, Б.И. №35.
26. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты.
27. Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 № 89-ФЗ.
28. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 № 96-ФЗ.
29. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ.
30. Технологическая схема ОПР Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения/Сост. Константинов Н. М. – Тюмень – 2017. – 237 с.
31. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021).
32. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

33. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
34. 4156-86 «Санитарные правила для нефтяной промышленности».
35. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
36. ГН 2.1.6.1338-03 Предельно-допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
37. ГОСТ 12.4.124-83. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.
38. ПБ 03-581-03. Правила и устройства, и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов.
39. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
40. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.
41. Verdier S. Experimental study and modelling of asphaltene precipitation caused by gas injection. Ph.D Thesis, Dept. of Chemical Engineering, Technical University of Denmark. 2006; p.2-43.
42. Alvarado V. Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies. 2010; p.1529-1575.
43. Idigbe KI, Olafuyi OA. The miscible process as an improved oil recovery method in Nigeria: Prospects, challenges and benefits. International Journal of Academic Research. March 2010; p.205- 210.
44. Uzoho C. Onyekonwu M.O. Akaranta O. Formulation of Local Alkaline-SurfactantPolymer (ASP) for Enhanced Oil Recovery in Niger Delta: A Review. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition; 2015. DOI: 10.2118/178300-MS
45. Alvarado V. Manrique E. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. Energies. 2010; p.1529-1575.

46. Panda MN, Ambrose JG, Beuhler G, McGuire PL. Optimized EOR design for the eileen west end area, greater prudhoe bay. SPE Reservoir Eval. Eng. 2009; p.25–32.
47. Wo S, Whitman LD, Steidtmann JR, Estimates of potential CO2 demand for CO2-EOR in wyoming basins. SPE-122921 in Proceedings of SPE Rocky Mountain Petroleum Technology
48. Dino R, Rocha PS, Sanches C, Le Thiez P. EOR and storage activities driven by CO2 in Brazil - experience from the buracica and miranga oil fields performance: Planned operations. Presented at the 2nd International Symposium on Capture and Geological Storage of CO2, Paris, France; 2007.
49. Mohammed-Singh LJ, Singhal AK. Lessons from trinidad's CO2 immiscible pilot projects 1973-2003. SPE-89364 in Proceedings of SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, OK, USA; 2004
50. Muro HG, Campos SB, Alcazar LO, Rodríguez JA. Quebrache - A Natural CO2 Reservoir: A New Source for EOR Projects in Mexico. SPE-107445 in Proceedings of Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina; 2007.
51. Needham RB, Doe PH. Polymer flooding review. Journal of Petroleum Technology. 1987; p.1503 -1507
52. Moon T. Nanofluid technology promises large-scale performance gains from tight reservoirs. Journal of Petroleum Technology; 2010.
53. Hanzlik EJ. Forty Years of Steam Injection in California-The Evolution of Heat Management. Paper (SPE-84848) in Proceedings of SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia; 2003
54. De Haan HJ. Van Lookeren J. Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. Journal of Petroleum Technology. 1969; p.101-110.
55. Hernandez J. EOR Projects in Venezuela: Past and Future. Presented at the ACI Optimising EOR Strategy, London, UK; 2009.

56. Manrique E. Pereira C. Identifying Viable EOR Thermal Processes in Canadian Tar Sands. Paper CIPC 2007-176 in Proceedings of 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Calgary, AB, Canada; 2007.
57. Sarapardeh A. Kiasari HH. Alizadeh N. Mighani S. Kamari A. Application of FastSAGD in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs: A Case Study. SPE Paper No. 164418 presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain; 2013
58. Panait-Paticaf A. Åžerban D. Ilie N. Suplacu de Barcau Field - A Case History of a Successful In-situ Combustion Exploitation. Paper (SPE-100346) in SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria; 2006.
59. Sadeghi A. Hassanzadeh H. Harding T G. A Comparative Study of Oil Sands Preheating Using Electromagnetic Waves, Electrical Heaters and Steam Circulation. International Journal of Heat and Mass Transfer. 2017; p.908–916.
60. She H. Kong D. Li Y. Hu Z. Guo H. Recent Advance of Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) in China. Geofluids. 2019; p.1-16.

Приложение А

(справочное)

METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY (ANALYSIS)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Бурков Никита Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко Мария Валериевна	к.г.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина Анна Николаевна	к.филос.н.		

In primary recovery, hydrocarbons are produced through natural reservoir drives that cause fluid flow into the wellbore and the surface. During primary recovery, typically only 5 to 15 percent of initial hydrocarbons are produced. After primary recovery, the use of water flooding and/or immiscible hydrocarbon (HC) injection for fluid displacement, and the use of water injection for pressure maintenance is termed secondary recovery. The schematic of water flooding is shown in figure 1.

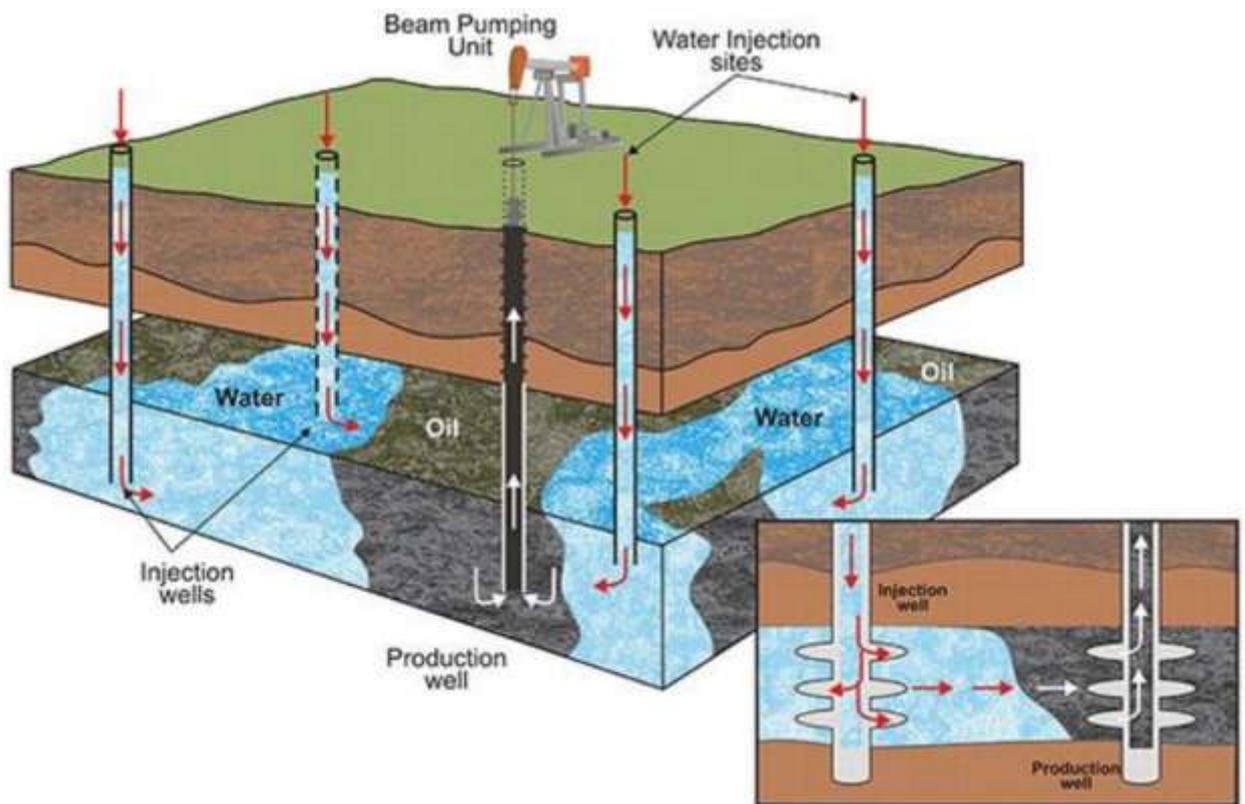


Figure 1 – Schematic of water flooding

However, about one third of the original oil initially in place can only be recovered through traditional primary and secondary recovery methods. Hence, the attention of the oil industry had been directed to EOR techniques for more production from the existing oil fields because of the unimpressive oil recovery, limited oil reserves and oil price increase. EOR methods could be classified as gas injection, chemical flooding, nanofluid flooding, thermal processes and microbial EOR.

Not all types of gas injection are classified as EOR, and the definitions are not always precise. According to Verdier [41], the following gas injection modes are clearly classified as EOR: all injections of non-hydrocarbon gas (nitrogen, CO₂ and flue gas), injections of miscible or partially miscible hydrocarbon gas, water alternating

gas (WAG) and simultaneous water and gas (SWAG) injections (whatever the gas may be). The schematic of WAG injection is shown in figure 2.

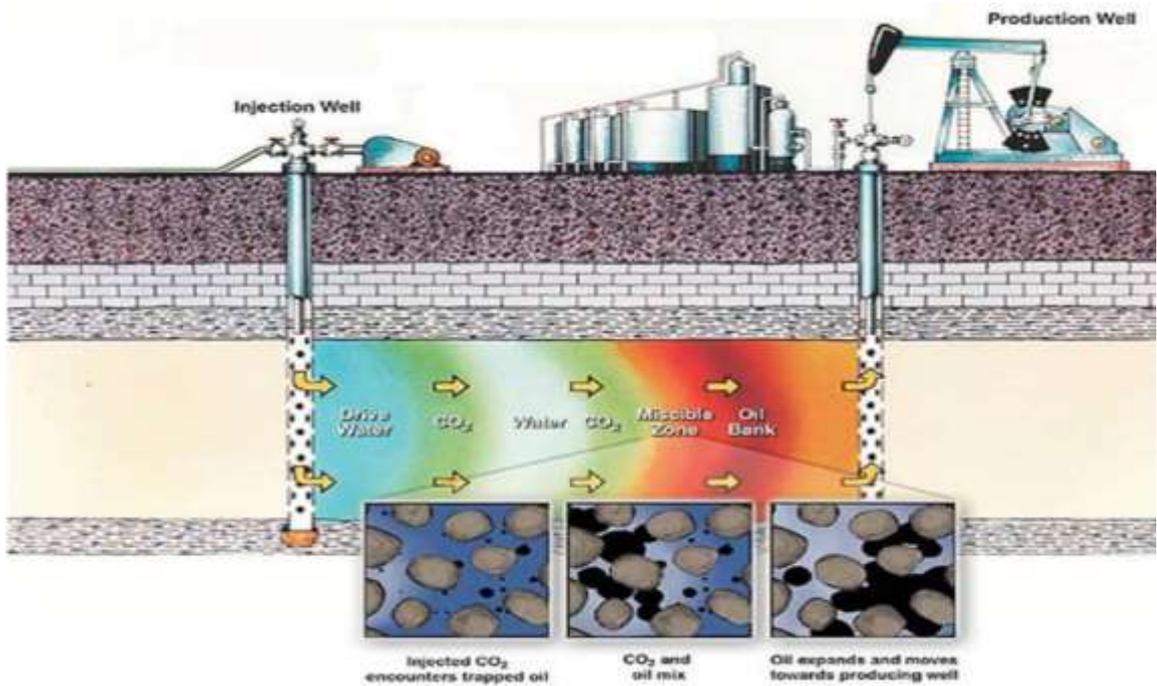


Figure 2 – Schematic of CO₂ water-alternating gas injection

Thermal processes include in-situ combustion (ISC) or high-pressure hot air injection (HPAI), steam/hot water injection, toe-to-heel air injection (THAI) and steam assisted gravity drainage (SAGD). The schematic of SAGD is shown in figure 3.

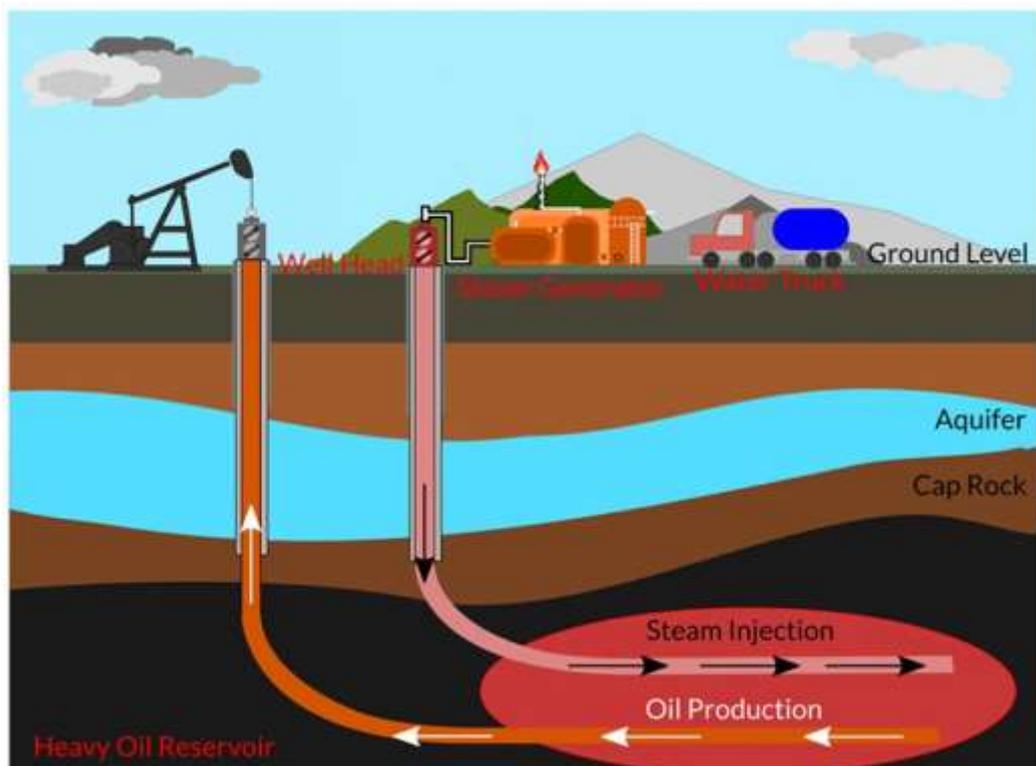


Figure 3 – Schematic of steam assisted gravity drainage (SAGD)

Some benefits of EOR are absence of exploration cost and risk, utilization of existing infrastructure, available reservoir geological and engineering data, improved mobility ratio, and substantial economic growth through increase in oil production and job creation.

Improved oil recovery (IOR) methods encompass EOR methods as well as new drilling and well technologies, intelligent reservoir management and control, advanced reservoir monitoring techniques and the application of different enhancements of primary and secondary recovery processes [42].

The sale of oil and gas accounts for about 95% of Nigeria's foreign exchange earnings. There are four basins in Nigeria where oil prospecting has been carried out, namely; Niger Delta (major basin), Chad (minor basin), Gombe/Bauchi and Anambra basins. The Niger Delta Basin is one of the largest in the world and it is made up of Benin, Agbada and Akata formations.

A large number of producing field in Nigeria are entering the mature stage for primary and/or secondary depletion. In Nigeria, at present, some companies have already embarked on secondary recovery schemes, precisely water flooding. And preparation is in gear towards implementing EOR based on findings from EOR simulations and laboratory core flooding [43].

Review of Global Trend of EOR Projects

In the past, oil companies often avoided using EOR due to technological challenges, cloudy regulations, and costly implementation. However, new technologies, increased availability of required materials and the rising government interest and investment have made EOR to quickly become more feasible. EOR is expected to perform very well in the global supply of petroleum-based energy.

The world total oil production at present is around 84 million bpd; out of this, EOR projects account for about 1,627,000 bpd (i.e. about 2%). In 2009, more than half of the global EOR production was from the United States, Canada, and China combined. Out of 316 global EOR projects recorded in 2010, the United States has 193 projects; Canada has 40 projects while 83 projects are in the rest of the world. However, by 2015, the big three producers from 2009 are forecast to hold only a third of the EOR

market share as more governments around the world begin to compete with a view to maximizing the ability of their respective country to increase oil revenue through increased production and reduce demand for oil imports in the process [44].

Ethane-based EOR can supplement the very successful CO₂- based EOR industry in the US. There simply is not enough lowcost CO₂ available to undertake all the potential gas EOR projects in the US. The current abundance of low-cost ethane presents a significant opportunity to add new gas EOR projects. The ethane-based EOR opportunity can be summarized as follows:

- CO₂-based EOR works well, and is well-understood.
- Ethane has more solubility in oil, lower minimum miscibility pressures (MMPs), and better solvent efficiency than CO₂.
- Ethane is operationally simpler than CO₂ for EOR.
- Ethane is now inexpensive, and will likely stay inexpensive.
- Ethane-based EOR has become a viable option in 48 (48 states in US). Large volumes of low-cost ethane are available. Recent additions to the growing ethane infrastructure now deliver ethane to locations where ethane-based EOR targets are plentiful.

EOR has been very successfully used in the US for decades. US EOR production has been sustained at roughly 700,000 MBOPD. The most important technology before the 1990s was thermal EOR, mostly cyclic steam and steam drive in California. Beginning in the 1980s, thermal EOR was supplemented with CO₂ EOR in the Permian Basin and hydrocarbon water-alternating-gas (WAG) in Alaska. As shown in figure 4, thermal EOR is a mature technology with slowly declining production rates.

Although oil-rate forecasting is by no means exact, the EOR production from US CO₂ projects is forecast to increase substantially. The absolute numbers in the forecast may not be correct, but the trend of increasing CO₂ EOR production is clear. New CO₂ EOR projects are under way in Wyoming, Kansas, Oklahoma, Texas, and Louisiana. CO₂ EOR onshore is a very successful, very mature technology, and the risks are low. The magnitude of the CO₂ EOR potential in the US is tens of billions of additional barrels of recovery.

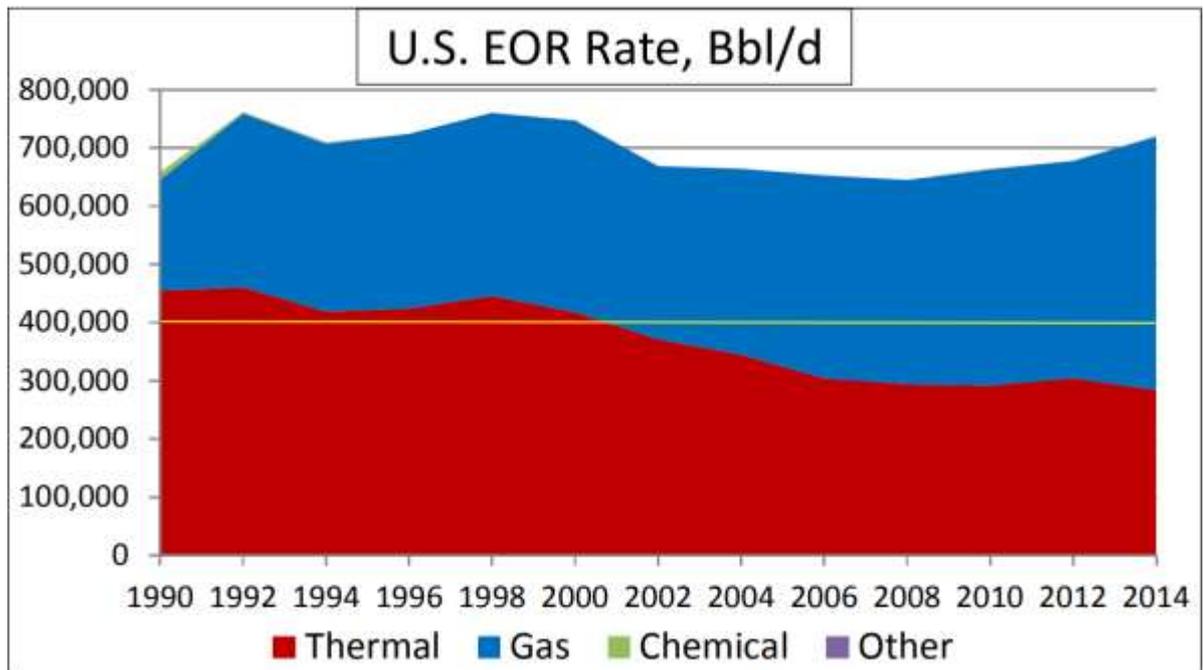


Figure 4 - EOR production rates in the United States

There are many EOR methods available that have been proposed or actually implemented in the field. However, only two EOR methods are currently generating significant volumes of EOR. Thermal methods involving steam injection into heavy oils at shallow depths have been very successful in a number of locations. Polymer injection has worked well in some viscous oils, particularly in Canada, where traditional waterfloods have performed poorly. Chemical flooding, in particular with combinations of alkaline materials, surfactants, and polymer (ASP flooding) has generated a lot of technical papers, but very little actual oil production. The figure 4 below shows EOR production in the United States. The tiny green wedge on top shows the chemical flood EOR production in the U.S., which is effectively zero.

Many of the global EOR projects highlighted in this paper are sourced from the updated review done by Alvarado and Manrique [45].

Review of Gas Injection

Gas injection has been the most widely employed EOR technique for light, condensate and volatile oil reservoirs. Immiscible nitrogen floods are employed in Hawkins field, Texas and Elk Hills, California, both in the United States. There are HC gas injection projects in Canada and the U.S. apart from the North Slope of Alaska.

The North Slope of Alaska hosts most of immiscible and miscible HC gas injection projects in the U.S. While a miscible gas injection project is in Brassey Field, Canada.

Immiscible injections of CO₂ and nitrogen/flue gas: In developed nations especially the United States, because of the high value of hydrocarbons and its derivatives, it is generally felt that HC gas injection would be costly under current or future economic conditions. For this reason, attention has turned to the use of CO₂ for EOR. However, in many countries, the insufficient CO₂ availability at the flood front is the major shortcomings of CO₂ injection. The major setback of CO₂-EOR in Nigeria is that sources of CO₂ are few and its transportation is virtually non-existent. Hence, the use of CO₂ and nitrogen/flue gas is not a good choice for EOR in Nigeria at present.

CO₂ gas injection, however, has been the most widely used EOR process for medium and light oil production in sandstone reservoirs during last decades, mainly in the U.S. due to the accessibility to cheap and readily available CO₂ from natural sources. Cranfield Field, Heidelberg West and Lazy Creek Field in Mississippi and Sussex Field in Wyoming are some examples of planned CO₂-EOR projects in the U.S. [46]. Wyoming sandstone reservoirs are also expected to commence more CO₂-EOR projects [47]. In Brazil, CO₂ floods are executed in Buracica and Rio Pojuca fields and a CO₂ gas injection in Miranga field as an EOR and carbon sequestration strategy had been reported [48]. Also, Canada employs CO₂ gas EOR in Joffre and Pembina fields; while a CO₂ pilot injection is in Croatia at Ivanić field. Hungary also carried out CO₂ gas injection for more than four decades at Budafa and Lovvaszi fields; while a more recent CO₂ gas injection is reported at Szank [49]. Trinidad also has been operating CO₂ gas injection projects for more than three decades; CO₂ is sourced from an ammonia plant near the fields. Few examples of countries evaluating CO₂ sources and EOR potential in mature fields are Mexico and the U.S. [50].

Review of Chemical Flooding

Polymers have been employed to control the mobility of the injected water in oil recovery processes for many decades. The application of secondary enhanced oil recovery such as water flooding to sustain reservoir pressure and to displace oil after primary depletion often leads to flow channels that can result in the bypassing of oil in

heterogeneous reservoirs and premature water production. The main mechanism of polymer is to improve the mobility ratio thus leading to an efficient oil displacement.

An additional application of polymers is in conformance control where a polymer gel is injected to shut of the areas in the reservoir with very high permeability. This reduces the production of water as shown in figure 5. There is a clear difference between polymer gel injection and polymer flooding. Polymer flooding as an EOR technique is mainly used to control the mobility of the injected water, whereas the polymer gel is mainly used for conformance control in situations where there is the presence of a very high permeability contrast in the reservoir. Another distinction is the addition of a crosslinker which enables the polymer gel to form polymer systems that are efficient in plugging high permeability zones and creating a long-lasting permeability reduction which in turn will lead to an increased flow resistance, fluid diversion and displacing the oil.

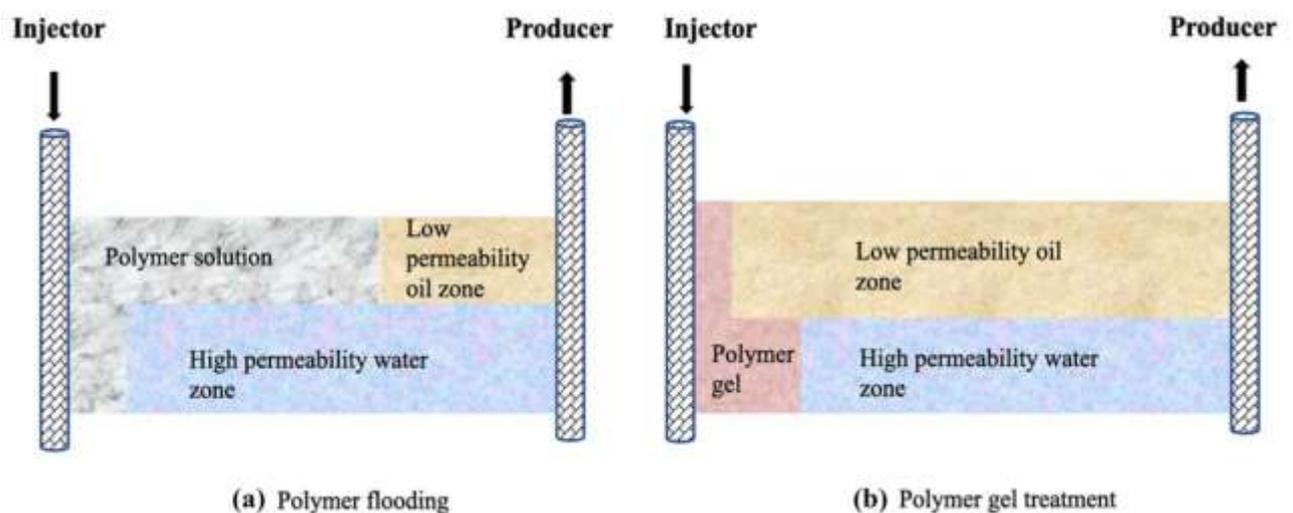


Figure 5 - Distinction between polymer flooding and polymer gel application

Chemical EOR methods, particularly polymer flooding, thrived well in the 1980's, most of them in sandstone reservoirs. However, global oil production from chemical EOR processes has been insignificant since 1990's, except for China. Pilots or large-scale polymer floods were done in North Burbank field in Oklahoma, United States, Pelican Lake field in Canada, Daqing, Gudao, Gudong and Karamay fields in China, El Tordillo field in Argentina, and Jhalora field in India among others. Other reported polymer flooding projects include Carmópolis, Buracica and Canto do Amaro

fields in Brazil, Sanand field in India, Marmul field in Oman. In addition, Argentina, Brazil, Canada and Germany announced plans to commence polymer flood projects in Argentina El Tordillo field, Voador offshore field, Horsefly Lake field and Bochstedt field respectively. However, one of the largest ASP flood projects as of today is in Daqing Field where ASP flooding has been studied and tested through several pilots of different scales for over 15 years. Other Chinese ASP projects documented in the literature are Gudong, Karamay, Liahoe and Shengli fields.

An additional application of polymers is in conformance control where a polymer gel is injected to shut of the areas in the reservoir with very high permeability. This reduces the production of water as shown in figure 5. There is a clear difference between polymer gel injection and polymer flooding. Polymer flooding as an EOR technique is mainly used to control the mobility of the injected water, whereas the polymer gel is mainly used for conformance control in situations where there is the presence of a very high permeability contrast in the reservoir. Another distinction is the addition of a crosslinker which enables the polymer gel to form polymer systems that are efficient in plugging high permeability zones and creating a long-lasting permeability reduction which in turn will lead to an increased flow resistance, fluid diversion and displacing the oil.

Experimental investigation of oil displacement with ionic liquids shows its potential of enhancing oil recovery [51].

Review of Nanofluid Flooding

Nanofluid is a colloidal mixture consisting of nanoparticles dispersed in a fluid medium to improve desired properties of the fluid. Nanoparticles can move freely through the liquid molecules by following a random path governed with Brownian motion. Stability of nanoparticles in colloidal mixture are affected by their nano-size and larger surface area per unit weight. Other important factors affecting nanoparticles stability in colloidal mixtures are van der Waals forces and the surface charges of the nanoparticles. The stability of nanofluid is determined by the sum of the attractive (and repulsive) van der Waals forces between the particles. Nanofluid stability is sustained and nanoparticles aggregation is avoided if the nanoparticle repulsive forces exceed

the attractive forces. This could be achieved by altering charge density and zeta potential of the nanoparticles.

Nanoparticles are comparatively cheaper than chemicals and are employed in oil recovery because of their ability in altering in-situ conditions responsible for sustenance of residual oil in the reservoir. Nanoparticles have ability to migrate through pore throats and travel a long distance in porous media to yield excellent microscopic oil displacement. Nanoparticles have been reported to reduce interfacial tension (IFT) and alter wettability. Since nanoparticles inclusion relatively increases the viscosity of displacing fluid, it is certain that mobility ratio would be reduced. The synergy of IFT reduction, wettability alteration and displacing fluid viscosity increase leads to an increase in capillary number (the ratio of viscous to capillary forces) and this assists in overcoming capillary pressure especially at the pore throats.

Laboratory reports show that nanofluids increases oil recovery; the degree of increase depends on the properties of the nanofluids such as nanoparticles size, concentration and material types, and the type of fluid. Nanoparticles in water-based nanofluid alter the wettability of the reservoir from oil-wet to water-wet [52].

Review of Thermal Processes

Cyclic steam injection, steam flooding and most recently Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) have been the most widely employed recovery methods of heavy and extra-heavy oil production in sandstone reservoirs during last decades.

Thermal EOR projects have been concentrated mostly in Canada, former Soviet Union, U.S. and Venezuela, with lesser concentration in Brazil and China. Good examples of steam injection projects of four decades practice are in Yorba Linda and Kern River fields in California [53] and Mene Grande and Tia Juana field in Venezuela [54,55].

SAGD has received consideration in countries with heavy and extra-heavy oil resources, especially Canada and Venezuela due to its applicability in unconsolidated reservoirs with high vertical permeability [56]. Commercial applications of SAGD process have been reported in McMurray Formation in Athabasca, Canada and SAGD

pilot tests reported in China, United States, and Venezuela. Applicability of SAGD in naturally fractured heavy oil reservoirs was studied [57].

In-situ combustion (ISC) has been the second most significant thermal EOR technique for heavy crude oils in the past decades. However, an excessive number of inconclusive or failed ISC pilot projects reported can be attributed to insufficient understanding and inappropriate implementation. High Pressure Air Injection in light oil reservoirs has, therefore, gained greater attention despite a few ongoing ISC projects in heavy oil reservoirs such as Bellevue and West Hackberry fields in the U.S., Battrum field in Canada, Suplacu de Barcu field in Romania, and Balol, Bechraji, Lanwa and Santhal fields in India. Since year 2000, the number of ISC projects has been steady with 10 projects in sandstone formations [58]. Metal nanoparticles had been used as catalyst under electromagnetic heating for in-situ heavy oil recovery. Also, a comparative study of oil sands preheating using electromagnetic waves, electrical heaters and steam circulation [59] was studied, and the use of electromagnetic and electrical heater was found to be more energy efficient than steam circulation.

Review of Microbial EOR

In microbial EOR, bio-surfactants generation and CO₂ emission are obtained from hydrocarbons by strains of microbes (developed through gene mutation). Microbial injection are achieved through: bacterial cultures mixed with a food source (especially carbohydrate such as molasses); nutrients to nurture existing microbial bodies and cause bio-surfactants generation to metabolize reservoir oil at the oil-water interface area causing oil droplets formed from the larger oil mass to migrate to the wellhead; the higher melting point of paraffin, a major component of crude oil, causes it to solidify as it is cooled during the upward flow into the Earth's surface; hence bacteria capable of breaking these paraffin chains into smaller and more mobile chains are injected into the wellhead. The bio-surfactants generation approach has been used in oilfields near the Four Corners and in the Beverly Hills Oil Field in Beverly Hills, California, United States. In China, microbial EOR field tests have been conducted on more than 4600 wells; all the field tests have yielded increase in oil production and reduction in water cut though the screening criteria needs to be improved [60].