

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
«Оценка эффективности проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти А месторождения»

УДК 622.276.6–027.236(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькикова М.Р.	К.Г.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зютиков П.Н.	Д.Т.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Общие по направлению подготовки (специальности)</i>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений</i>	
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Зятиков П.Н.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич

Тема работы:

«Оценка эффективности проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти А месторождения»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации,</i>	Пакет технологической информации по А месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
---	--

влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	Введение 1. Геолого-физическая характеристика месторождения 2. Проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов 3. Применение нестационарного заводнения 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность Заключение Перечень публикаций студента Перечень использованных источников
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная карта месторождений нефти и газа ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз 2. Геологический разрез продуктивных пластов БВ6-БВ8 3. Геологический разрез продуктивных пластов БВ20-БВ21 4. Распределение долей накопленной добычи по объектам 5. Динамика технологических показателей 6. Сравнение проектных и фактических показателей разработки 7. Распределение остаточных извлекаемых запасов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Зюзиков С.А.		.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01. Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

30.05.2017

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.09.2018	<i>Общие сведения о месторождении</i>	10
09.10.2018	<i>Геолого-физическая характеристика месторождения</i>	
03.11.2018	<i>Состояние разработки месторождения</i>	10
01.12.2018	<i>Особенности проводимых мероприятий по интенсификации добычи нефти</i>	10
22.01.2019	<i>Расчет гидравлического разрыва пласта</i>	10
25.03.2019	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
22.04.2019	<i>Социальная ответственность</i>	10
25.04.2019	<i>Оформление работы</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульникова М.Р.	к.г.н		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зютиков П.Н.	д.т.н		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 127 с., 7 рис., 11 табл., 51 источников.

Ключевые слова: А месторождение, добыча, скважина, пласт, приток, нефть, залежь, объект.

Объектом исследования является: А нефтяное месторождение.

Цель работы – анализ эффективности проведенных мероприятий по повышению нефтяной отдачи пласта.

В результате исследования проанализированы результаты мероприятий по интенсификации добычи нефти. И предложена методика по увеличению добычи нефти.

Область применения: результаты исследований могут применяться в дальнейшем для рассмотрения вопросов эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Экономическая эффективность представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовались текстовый редактор Microsoft Word, расчеты, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint.

Список сокращений

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

КИН – коэффициент извлечения нефти

ОАО – открытое акционерное общество

ППД – поддержание пластового давления

ГИС – геофизические исследования скважин

ВНК – водонефтяной контакт

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

ОИЗ – остаточные извлекаемые запасы

ГС – горизонтальная скважина

БС – боковой ствол

БГС – боковой горизонтальный ствол

ГРП - гидроразрыв пласта

ЧНЗ – чисто-нефтяная зона

ПВР - прострелочно-взрывных работы

ОПЗ - обработка призабойной зоны

РИР - ремонтно-изоляционные работы

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ВПП - выравнивание профиля приемистости

Оглавление

Введение	9
1. Геолого-физическая характеристика месторождения	11
1.1. Общие сведения о месторождении и участке недр	11
1.2. Геолого-физическая характеристика месторождения	14
1.3. Характеристика текущего состояния разработки месторождения	37
2. Проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти	45
2.1 Зарезка боковых стволов (БС и БГС)	45
2.2 Гидроразрыв пласта (ГРП)	49
2.3 Переводы на другой объект разработки	52
2.4 Перфорационные методы (ПВР)	53
2.5 Физико-химические обработки призабойных зон пласта (ОПЗ)	57
2.6 Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	60
2.7 Выравнивание профиля приемистости (ВПП)	61
2.8 Нестационарное заводнение	63
3. Анализ по применимости метода нестационарного воздействия	71
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
4.1 Показатели экономической оценки	75
4.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат	77
4.3 Налоговая система	80
4.4 Страховые взносы	82
4.5 Результаты экономической оценки	82
5. Социальная ответственность	88
5.1 Производственная безопасность	88
5.2 Экологическая безопасность	97
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
5.4 Правовые и организационные вопросы	101
5.5 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	103
Заключение	106
Список публикаций студента	108
Список использованных источников	109
Приложение А	114

Введение

В настоящее время, подавляющее число нефтяных месторождений, находящихся на последней стадии разработки, характеризуются высокой обводнённостью фонда скважин, все большей долей трудноизвлекаемых запасов в общей структуре запасов. Поэтому проблема повышения нефтеотдачи пластов на заключительных этапах разработки месторождений очень актуальна, так как вследствие естественного снижения извлекаемых запасов для большинства залежей и месторождений коэффициент нефтеотдачи довольно низок.

Значимость методов по интенсификации добычи нефти кратно возрастает с вводом в разработку нефтяных месторождений с малопродуктивными пластами. Опыт показывает, что проблемы падения добычи возникает практически с момента вскрытия продуктивных пластов в процессе бурения скважин. Она может быть решена с применением качественных буровых растворов, соответствующей техники и технологических приемов крепления скважин, обеспечивающих надежное разобщение продуктивных пластов и исключая возможность их когельматации.

Другая, не менее важная проблема – это восстановление продуктивности скважин, которая, как известно, снижается в процессе их эксплуатации по самым разнообразным причинам, например, отложение неорганических солей, высокомолекулярных компонентов нефти, образование стойких эмульсий и т.д.

Нередко продуктивность скважины снижается из-за нарушения технологии подземного ремонта скважин, а также при проведении ремонтно-изоляционных работ по ограничению притока воды из продуктивных пластов и т.д.

И, наконец, третья проблема – это уменьшения коэффициента продуктивности скважины. Особую актуальность эта проблема приобретает в связи с необходимостью разработки месторождений с трудноизвлекаемыми

запасами нефти. Она решается, как известно, применением гидравлического разрыва пласта, гидropескоструйной перфорации, применением различных вариантов кислотных обработок. Развиваются и другие направления в разработке методов воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения коэффициента продуктивности скважин.

Целью данного проекта является анализ эффективности проведенных мероприятий по повышению нефтяной отдачи пласта.

Задачи:

1. Изучить геолого-технические характеристики месторождения и провести анализ проведенных геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи нефти на А нефтяном месторождении.
2. Рассмотреть теоретические основы повышения эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождениях Западной Сибири.
3. Разработать предложения по совершенствованию мероприятий по интенсификации добычи нефти на А месторождении.
4. Рассчитать экономический эффект.
5. Определить вредные и опасные экологические факторы.

1. Геолого-физическая характеристика месторождения

Изъята первая глава в связи конфиденциальностью информации.

2. Проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти.

Изъята вторая глава в связи конфиденциальностью информации.

3. Анализ по применимости метода нестационарного воздействия

Проведение анализа, систематизации и классификации объектов А месторождения для определения пригодности применения технологии нестационарного заводнения основывалось на комплексе имеющейся исходной геологопромысловой информации.

Выбор эксплуатационных, объектов для проведения нестационарного заводнения в основном обусловлен геологическими особенностями и их текущим состоянием разработки. Основными объектами для нестационарного заводнения являются залежи или участки залежей с уже имеющейся системой нагнетания, а также выраженной литологической неоднородностью пласта. Разработка таких объектов характеризуется высокой степенью обводненности, достаточно высокой степенью выработанности объектов.

При первоначальном анализе объектов разработки учитывались размеры залежей, наличие системы ППД и количество нагнетательных скважин.

Таблица 3.1 – Характеристика параметров объектов разработки

№ п/п	Месторождение	Объект	Песчанистость	Расчлененность	Степень зональной неоднородности	Степень послойной неоднородности	Выработанность извлекаемых запасов. % (кат.АВС)
1.	А	БВ ₆	0,6	1,30	1,03	0,79	61,77
2.	А	БВ ₈	0,67	6,20	0,86	0,57	92,15
3.	А	БВ ₁₀	0,78	5,7	0,51	0,46	56,65
4.	А	БВ _{18,21}	0,52	4,71	1,22	0,57	38,26
5.	А	ЮВ ₁	0,51	4,1	0,55	0,8	12,76

На первом этапе, выполнялись классификация и определение степени предпочтительности для проведения технологии нестационарного заводнения объектов разработки с высокой степенью зональной неоднородности более 1 (Таблица 3.1). В результате выделено 2 объекта разработки:

- объект БВ₆;
- объект БВ₁₈₋₂₁.

Далее была проведена оценка объектов разработки по параметру расчлененности. Из объектов с высокой степенью послойной неоднородности в высоком диапазоне расчлененности (более 4) находится БВ18-21 а низкой расчлененностью характеризуется БВ6.

На третьем этапе сравниваем степень послойной неоднородности объектов и видим что БВ₆ относится к высокой степени неоднородности(0,76-1), а БВ₁₈₋₂₁ к средней степени неоднородности(0,5-0,75).

Далее проводим сравнения выработанности извлекаемых запасов, и тут явное преимущество за объектом БВ18-21. Который находится в средней степени извлеченности.

В результате проведения классификации объектов разработки с высокой степенью зональной неоднородности по степени предпочтительности для проведения технологии нестационарного заводнения выделен следующий объект разработки: объект БВ18-21.

Дальше рассмотрим объекты со средней степенью зональной неоднородности (0,5-1,0). В результате выделено 3 объекта разработки:

- объект БВ₈;
- объект БВ10;
- объект ЮВ₁¹.

По степени послойной неоднородности данные объекты разработки распределились следующим образом:

- Высокая степень неоднородности (0,76-1,0): ЮВ₁¹.
- Средняя степень неоднородности (0,50-0,75): БВ₈.
- Низкая степень неоднородности ($< 0,50$): БВ₁₀.

Оценка объектов разработки по параметру расчлененности показала, что не смотря на степень послойной неоднородности все объекты обладают высокой расчлененностью (> 4).

Анализ рассмотренных объектов разработки с точки зрения степени выработанности запасов показал, что объект ЮВ₁¹ , имеющие высокую

степень послойной неоднородности, характеризуются низкой степенью выработки ($< 20\%$).

Средней степенью выработки запасов (20-80%) характеризуется объект БВ₁₀.

Объект А БВ₈, характеризующийся средней степенью послойной неоднородности, имеет высокую выработанность запасов ($> 80\%$).

Таким образом, классификация объектов разработки, находящихся в среднем диапазоне значений зональной неоднородности, по их степени предпочтительности для проведения технологии нестационарного заводнения позволила выделить следующие объекты разработки: объект БВ₁₀; объект ЮВ₁¹.

Выводы

1. Метод циклического заводнения с переменной направлением фильтрационных потоков в пласте является одним из эффективных гидродинамических способов увеличения нефтеотдачи и сокращения удельных расходов воды на добычу нефти и осуществляется попеременной работой нагнетательных и добывающих скважин по определенным программам, разработанным применительно к конкретным геолого-физическим условиям с учетом технических возможностей системы ППД.
2. Эффективность реализации нестационарного заводнения во многом зависит от правильности выбора участка на основе геолого-промысловой информации, но, несмотря на достаточный опыт применения нестационарного заводнения на месторождениях страны, до настоящего момента не существовало четкой классификации объектов разработки по возможности и перспективности применения нестационарного воздействия.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Анализ эффективности проведенных мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов на А нефтяном месторождении (ХМАО)
Оценка ресурсной, социальной (экологический эффект), финансовой эффективности ИР	Выполнить оценку ресурсоэффективности; определить социальные (экологические) последствия, провести расчет финансовых потерь в сравнении с проектными показателями

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Показатели экономической оценки

Экономическая оценка эффективности разработки А месторождения выполнена в разрезе отдельных эксплуатационных объектов, в целом по их сумме.

По каждому объекту в экономическую оценку включены технологические варианты, отличающиеся между собой расчетным сроком разработки, уровнями добываемой продукции, темпами ее отбора, системой воздействия на пласт, числом скважин, вводимых из бурения и переведенных с другого объекта.

Вариант 1—предусматривает дальнейшую разработку месторождения при сложившихся условиях.

Вариант 2 —предусматривает уплотнение сетки скважин, за счет бурения новых скважин, переводов скважин с других объектов, бурения боковых стволов, вывода из простоя добывающих и нагнетательных скважин. Для увеличения нефтеотдачи пластов намечается проведение комплекса ГТМ.

Вариант 3 — рекомендуемый, в котором дополнительно к варианту 2 предусматривается увеличение числа переводимых добывающих скважин, боковых стволов и ГТМ.

Показатели эффективности по вариантам разработки определялись при условии сбыта 60% добываемой нефти на внутреннем рынке по цене 11800 руб./т (включая НДС) и 40% - на внешнем рынке по 679 долл./т (или 93 долл./барр.).

В выручке от реализации добываемой продукции участвует доход от продажи попутно добываемого газа в соответствии с программой его утилизации 95%.

Транспортные расходы на внешнем рынке рассчитывались на основе тарифа, принятого в размере 30,69 долл./т. Вывозная таможенная пошлина установлена в зависимости от цены нефти и составляет 327 долл./т.

Расчет экономических показателей эффективности произведен в постоянных ценах (без учета инфляции), в условиях полного налогообложения, при нормах дисконта 10 и 15%.

Аместорождение введено в промышленную разработку в 1973 году. На 1.01. 2015 года отобрано 237,4 млн.т нефти (78% извлекаемых запасов). В перспективном периоде добыча нефти будет осуществляться с использованием ранее и вновь созданных фондов. Исходя из этой предпосылки, эффективность разработки данного месторождения определяется на основе накопленного дисконтированного денежного потока, формируемого за счет добычи нефти, полученной из старых и новых скважин.

Этот показатель определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году и характеризует собой превышение накопленных денежных поступлений (выручка от реализации добываемой продукции) над суммарными затратами для данного проекта (капитальные, эксплуатационные затраты, а также налоги, платежи, отчисляемые предприятием в соответствии с действующим законодательством).

Эффективность вновь привлекаемых инвестиций определяется с использованием системы показателей эффективности инвестиционного проекта (ИП), к числу которых относятся: чистый доход (ЧД), чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма доходности (ВНД), срок окупаемости, индекс доходности затрат (R), индекс доходности инвестиций (PI). Для определения этих показателей используется денежный поток, полученный как разность между денежными потоками по варианту с привлечением новых инвестиций и базовому (без дополнительных капитальных вложений).

По каждому варианту разработки рассчитываются также оценочные показатели, включающие в себя капитальные вложения на бурение новых скважин и их обустройство, эксплуатационные затраты на добычу нефти, доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты разных уровней).

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта, является добыча находящихся на государственном балансе извлекаемых запасов нефти и газа, содержащихся в них сопутствующих компонентов и достижение максимально возможного извлечения сырьевых ресурсов.

Предполагается, что реализация проектных решений будет осуществляться за счет собственных средств недропользователя.

4.2 Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат

Предстоящие капитальные вложения на освоение А месторождения и эксплуатационные затраты на добычу нефти определены на основе исходной информации, обоснованной и подготовленной в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз" по состоянию на 1.01. 2011 г.

На А месторождении, находящемся давно в разработке, создана производственная инфраструктура. Имеющихся производственных мощностей по добыче, сбору и подготовке нефти достаточно для обеспечения эффективного производственного процесса и строительства новых объектов обустройства не требуется. Учитывая наличие и проведенную реконструкцию основных объектов промыслового обустройства, в составе капитальных вложений по каждому варианту разработки учтены затраты на бурение новых скважин и их обустройство.

Затраты на бурение наклонно-направленной скважины определены в размере 56,7 млн. руб., горизонтальной – 93,1 млн.руб. Бурение бокового горизонтального ствола, протяженностью 500 м - 46,3 млн.руб.

Капитальные вложения на обустройство новых скважин состоят из затрат на оборудование, не входящее в сметы строек, оборудование для

прочих организаций, нефтесборные сети, комплексную автоматизацию, внутрипромысловые дороги, промводоснабжение, электроснабжение и связь, систему ППД, прочие (непредвиденные затраты), природоохранные мероприятия.

Расчет капитальных вложений в строительство перечисленных выше объектов (за исключением системы ППД) производится в соответствии с числом добывающих скважин и удельными затратами по отдельным направлениям.

Затраты на организацию системы ППД определяются на основе удельных затрат, приходящихся на одну нагнетательную скважину, и их количества.

По плану капитального строительства в 2011 году намечается привлечение дополнительных инвестиций в размере 91,47 млн. руб. Прочие затраты исчисляются в размере 10% от суммы капитальных вложений на строительство объектов нефтепромыслового обустройства.

Затраты на природоохранные мероприятия определяются в размере 10% от общей суммы капитальных вложений, включающих затраты на буровые работы и нефтепромысловое строительство.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти определяются по трем основным направлениям, включающим текущие издержки (прямые затраты), налоговые платежи, начисляемые на себестоимость добываемой продукции, и амортизационные отчисления.

Текущие издержки, связанные непосредственно с процессом нефтедобычи и реализацией продукции, определяются в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями по вариантам разработки в разрезе следующих статей: обслуживание добывающих скважин, сбор и транспорт нефти и попутного газа, технологическая подготовка нефти, энергетические затраты, капитальный ремонт добывающих скважин, затраты на мероприятия по

интенсификации добычи нефти и увеличению конечной нефтеотдачи пласта, исследование скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, отчисления на соцстрах, капитальный ремонт скважин, цеховые расходы, общепроизводственные и общехозяйственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования. В расчетах удельные затраты по этой статье приняты в размере 5782.8 тыс. руб./скв.-год.

Расходы на сбор, транспорт и подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений. Удельные затраты по этим статьям соответственно составляют 3.34 и 8.56 руб./т жидкости.

Удельные затраты на сбор и транспорт попутного газа составляют 273.53 руб./тыс.м³.

Энергетические затраты на подъем извлекаемой жидкости определяются исходя из ее объема и удельных затрат, включающих расход электроэнергии и ее стоимость. Удельные затраты по этой статье равны 21.59 руб/т жидкости.

Расходы по искусственному воздействию на пласт складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и энергетических затрат на закачку воды. Издержки на обслуживание одной нагнетательной скважины составляют 908 тыс. руб./скв.-год. Удельные затраты на закачку воды составляют 9,8 руб/м³.

Амортизация скважин и прочих основных фондов определяется по действующим нормам на реновацию с учетом остаточной стоимости основных фондов.

К числу платежей и налогов, начисляемых на себестоимость добываемой продукции, относятся налог на добычу нефти, страховые взносы с учетом отчислений на страхование от несчастных случаев, плата за землю.

При оценке вариантов разработки были учтены затраты на ликвидацию скважин, в размере 899 тыс. руб. на 1 выбывающую скважину, и объектов промыслового обустройства в размере 10% от их стоимости.

Ликвидационные отчисления в условиях действующей налоговой системы (не предусматривающей создание специального фонда для его накопления) производятся из прибыли недропользователя.

4.3 Налоговая система

Экономическая оценка эффективности разработки А месторождения проведена с учётом налоговых платежей и отчислений, ставки которых приведены ниже.

Налог на добавленную стоимость на нефть взимается в размере 18% от объема реализованной продукции на внутреннем рынке в соответствии с Федеральным Законом от 27.07.2003 г №117-ФЗ, ст.164 и в полном объеме направляется в федеральный бюджет.

Налог на добычу нефти, в соответствии с Федеральным Законом РФ №158-ФЗ, от с 1 января 2017 г., рассчитывается на основе установленной ставки 919 руб/т, с учетом двух коэффициентов, один из которых характеризует динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$), другой - степень выработанности запасов нефти ($K_{в}$).

Коэффициент $K_{ц}$ определяется по формуле: $K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где: Ц – средний уровень цены сорта Юралс, долл./ барр., P – среднее значение курса доллара.

Коэффициент $K_{в}$ рассчитывается в зависимости от степени выработанности запасов. Если степень выработанности находится в пределах от 0,8 до 1,0, то коэффициент $K_{в}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{в} = 3,8 - 3,5 * \frac{N}{V} \quad (1)$$

где: N – накопленная добыча нефти за календарный год, предшествующий налоговому периоду, V – начальные извлекаемые запасы нефти категории А, В, С1 и С2.

Если степень выработанности запасов больше единицы, то коэффициент K_v принимается равным 0,3. Если степень выработанности запасов меньше 0,8, то коэффициент K_v принимается равным 1.

100% этого налога направляется в федеральный бюджет.

Вывозная таможенная пошлина рассчитывается с учетом поправок, внесенных ФЗ №112 от 18.08.04 и постановления правительства РФ от 26.08.2011 №716. Данный налог определяется на основе шкалы, установленной в зависимости от уровня цены нефти на внешнем рынке:

при цене меньшей или равной 109,5 долл./т экспортная пошлина не взимается;

при цене нефти, находящейся в интервале от 109,5 до 146 долл./т, этот налог определяется в размере 35% от разницы цен;

при цене нефти, находящейся в интервале от 146 до 182,5 долл./т, экспортная пошлина рассчитывается в размере 45% от разницы цен, с учетом ставки, равной 12,78 долл./т;

при цене свыше 182,5 долл./т экспортная пошлина рассчитывается в размере 60% от разницы цен, с учетом ставки, равной 29,2 долл./т.

Данный налог в полном объеме направляется в федеральный бюджет.

Налог на имущество учитывается в расчетах в размере 2,2% от среднегодовой стоимости основных фондов. Сумма платежей по данному налогу равными долями (по 50%) зачисляется в региональный и местный бюджеты.

Налог на прибыль в соответствии с Федеральным законом РФ №224-ФЗ от 26.11.08 составляет 20% от прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов. От общей суммы этого налога в федеральный бюджет отчисляется 2%, региональный – 18%.

4.4 Страховые взносы

Согласно ст.12 закона №212-ФЗ от 24.07.2009 г. «О страховых взносах в пенсионный фонд Российской Федерации, фонд социального страхования, федеральный фонд обязательного медицинского страхования » ставка страховых взносов с 2011 года устанавливается в размере 34% от годового размера фонда оплаты труда, не превышающего 415 тыс. руб. С сумм выплат, которые превышают 415 тыс. руб., страховые взносы не взимаются.

Страховые взносы целиком направляются в федеральный бюджет.

Страхование от несчастных случаев составляет 0,5% от фонда оплаты труда.

Плата за землю рассчитывается исходя из ставки, равной 5,38 тыс. руб./га. Этот налог в полном объеме поступает в местный бюджет.

4.5 Результаты экономической оценки

Экономическая оценка разработки А месторождения выполнена на основе анализа трех технологических вариантов, подготовленным путем суммирования технико-экономических показателей разработки отдельных эксплуатационных объектов по соответствующим вариантам.

Варианты 1 и 2 по месторождению включают в себя соответствующие технологические варианты по всем объектам.

Вариант 3 по месторождению включает в себя показатели разработки 8 объектов по третьим вариантам (AB₃, AB₄, AB₅, BB₂, BB₃, BB₈, BB₉, ЮВ₁) и 7 объектов по варианту 2 (AB₁³, AB₂, AB₇, BB₀, BB₁, BB₆, BB₁₇₋₂₂).

За проектный период, равный соответственно 36 и 54 годам, будет отобрано 7,5 млн. т нефти в первом варианте, 64 млн.т – во втором и 66 млн. т – в третьем.

Первый вариант предусматривает дальнейшую разработку месторождения при сложившихся условиях, без привлечения новых инвестиций. Второй вариант предусматривает уточнение проектных решений последнего проектного документа. В варианте 3 разработка месторождения предусматривает новые технологические решения. Для решения проектных

задач во втором варианте намечается пробурить 795 скважин, из них 48 – горизонтальные, 165 БГС. В третьем варианте для этой цели потребуется пробурить 797 скважин, из них 48 – горизонтальные и 174 БГС. Кроме этого по вариантам 2 и 3 намечается провести комплекс геолого-технологических мероприятий, в число которых входят ГРП, ВИР и РИР, ОПЗ, ПВР и потокоотклоняющие технологии.

На реализацию проектных решений в прогнозном периоде в целом по месторождению в вариантах 2 и 3 потребуется привлечь 66,1 и 66,7 млрд. руб. капитальных вложений, из них 54,5 и 55,0 млрд. руб. направляется на бурение новых скважин и их обустройство.

Суммарные эксплуатационные затраты оцениваются в 74 млрд. руб. в первом технологическом варианте, в варианте 2 - 495 млрд. руб., в варианте 3 возрастают до 510 млрд. руб. Сопоставление основных технико-экономических показателей в целом за расчетный период показано в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Сопоставление основных технико-экономических показателей по вариантам разработки

ПОКАЗАТЕЛИ	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1. Система разработки			
Вид воздействия	завод.	завод.	завод.
Плотность сетки скважин			
Проектный уровень добычи: нефть, <i>тыс.т</i>	1785	3589	3598
газ, <i>млн.м3</i>	130	266	266
жидкость, <i>тыс.т</i>	35145	49457	49457
Проектный уровень закачки воды, <i>тыс.м3</i>	35545	47989	47989
Проектный срок разработки, годы	36	54	54
Добыча нефти за проектный период, <i>тыс.т.</i>	7517	63908	65959
Добыча нефти с начала разработки, <i>тыс.т.</i>	244930	301321	303372
КИН на конец расчетного периода, доли ед.	0,394	0,485	0,488
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	1429	2676	2688
в т.ч.: добывающих	994	1947	1959
нагнетательных	435	729	729
прочих			
Средняя обводненность на конец разработки, %	98,2	98,1	96,7
Фонд скважин для бурения, всего	0	795	797
в том числе: добывающих наклонно-направленных	0	514	516
добывающих горизонтальных	0	48	48

нагнетательных*	0	233	233
Бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием	0	165	174
2. Экономические показатели эффективности вариантов разработки			
норма дисконта 10%			
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	4636	38536	44898
Индекс доходности затрат, д. ед.	1,06	1,12	1,14
норма дисконта 15%			
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	5183	26956	31376
Индекс доходности затрат, д. ед.	1,07	1,11	1,13
3. Оценочные показатели			
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн.руб.	0	66126	66685
в том числе на бурение скважин и БГС, млн.руб.	0	54470	55000
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	74128	495378	509928
Доход государства, млн.руб.	72839	555132	554136
норма дисконта 10%			
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн.руб.	0	27569	27723
в том числе на бурение скважин и БГС, млн.руб.	0	22826	22976
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	52721	183307	184884
Дисконтированный доход государства, млн.руб.	55424	225219	221062
норма дисконта 15%			
Капитальные вложения на освоение месторождения, млн.руб.	0	19401	19500
в том числе на бурение скважин и БГС, млн.руб.	0	16082	16180
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	46635	133230	133948
Дисконтированный доход государства, млн.руб.	50260	166783	163287
* в том числе скважины с отработкой на нефть	-	169	169
4. Эффективность новых инвестиций			
норма дисконта 10%			
Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	-	33899	40262
Внутренняя норма доходности, %	-	>100	>100
Индекс доходности инвестиций, д.ед.	-	2,23	2,45
Индекс доходности затрат, д.ед.	-	1,11	1,12
Срок окупаемости, годы	-	1	1

Анализируя основной показатель эффективности, можно видеть, что освоение месторождения является эффективным по всем трем вариантам, о чем свидетельствует положительная величина чистого дисконтированного дохода, равная соответственно по вариантам 4,6, 38,4 и 44,8 млрд. руб. при норме дисконта 10%.

Как видно, наибольшая величина основного показателя эффективности отмечается в варианте 3. Система разработки, предусмотренная в этом варианте по отдельным эксплуатационным

объектам, обеспечивает достижение наибольшей величины коэффициента нефтеизвлечения в целом по месторождению. КИН в варианте 3 равен 0,488 д. ед., в вариантах 1 и 2 -0,394 и 0,485 д. ед. Расчеты показали, что решающее влияние на показатели эффективности по месторождению в целом оказывает разработка основных объектов АВ1-3, БВ8 БВ9 и БВ17-21. Удельный вес добычи нефти по этим объектам составляет более 80% в общем объеме по месторождению. Из суммарного дохода недропользователя, равного 44,9 млрд. руб., на долю этих объектов приходится 76%.

Показатели эффективности новых инвестиций также характеризуются высокими уровнями. Индексы доходности затрат и инвестиций по рекомендуемому варианту равны соответственно 1,12 и 2,45 д.ед, срок окупаемости вложенных средств составит 1 год при норме дисконта 10%.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования являются методы по повышению добычи нефти. Область применения: нефтегазодобывающими компаниями для добычи нефти и газа.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - недостаточная освещенность рабочей зоны; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ; - отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе; - повышенный уровень вибрации; - повышенный уровень шума. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: - работы с высоким давлением; - пожаробезопасность; - электробезопасность.
2. Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (продукты сгорания топлива при работе двигателей); – анализ воздействия объекта на гидросферу (загрязнение грунтовых вод химическими веществами); – анализ воздействия объекта на литосферу (загрязнение почвы и грунтов химическими реагентами и бытовыми отходами); – решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;

– выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– перечень возможных ЧС на объекте: техногенного характера – пожары и взрывы на открытой территории; – выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич		

5 Социальная ответственность

Основными законодательными актами по охране труда в нашей стране являются Конституция России, Основы законодательства и др. В этих документах отражены правовые вопросы охраны труда и здоровья трудящихся. На основании вышеперечисленных источников, а также исходя из соответствующих правил безопасности и норм производственной санитарии в данном проекте мной разрабатываются основные мероприятия по созданию безопасных условий работы операторов при обслуживании скважин.

5.1 Производственная безопасность

Выполнение технологических операций по увеличению дебита нефти и газа сопровождается следующими вредными и опасными факторами приведенными в таблице 5.1:

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении контроля добычи нефти и газа

Наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: - отбор проб с нефтяных скважин; - работа с оборудованием, находящемся под давлением; - снятие показаний с приборов телеметрии; - работа с машинами и механизмами; - закачка рабочих жидкостей в пласт.	1 Недостаточная освещенность рабочей зоны. 2 Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 3 Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе. 4 Повышенный уровень вибрации. 5 Повышенный уровень шума.	1 Работы с высоким давлением. 2 Пожаробезопасность. 3 Электробезопасность.	1 ГОСТ 12.1.005-88. 2 ВСН34-82. 3 ГОСТ 12.4.011-89. 4 ГОСТ 12.2.062-81. 5 ГОСТ Р 52630-2012. 6 ГОСТ 12.1.004-91. 7 ГОСТ Р 12.1.019-2009.

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Недостаточная освещенность рабочей зоны

В ходе проведения работ по гидроразрыву пласта подразумевается нахождение рабочего на площадке, с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом. В связи с этим в цехах применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством прожекторов. С целью создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности нефтегазовых объектов. Рекомендованные типы прожекторов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Рекомендуемые типы прожекторов для освещения предприятий нефтяной промышленности

Прожектор	Лампа	Макс. сила света, ккд
ПЗС-45	Г220-1000	130
	ДРЛ-700	30
ПЭС-35	Г220-500	50

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

При эксплуатации скважин, производственных объектов на месторождении связаны с разливами нефти, порывами трубопроводов, возможностью воспламенения нефтяных паров и газа, их токсичностью, наличием аппаратов и трубопроводов, работающих под давлением, а также с применением разнообразных механизмов (насосы, компрессоры) и электроаппаратуры. Для устранения их и обеспечения безопасного гидроразрыва пласта на скважине необходимо соблюдать противопожарные мероприятия и строго выполнять правила техники безопасности при ведении работ.

Содержание вредных веществ в воздухе контролируется посредством измерения ПДК, значения которых для основных веществ, выделяющихся на нефтегазопромыслах, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пары нефти	10	3
Метанол	15	3
Диоксид серы	10	3
Сажа	4	3

Кроме всего прочего, работники на нефтегазопромыслах в целях безопасности труда и профилактики заболеваний должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты (СИЗ). Они должны предусматривать защиту органов дыхания, слуха, рук, лица и головы, поэтому работникам должны выдаваться спецодежда и специальная обувь, респираторы или противогазы, специальные очки и другие средства, защищающие при выполнении ГРП. Данный вопрос регламентирован, по которому все рабочие должны быть обеспечены СИЗ.

Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе

В ходе проведения работ по воздействию на нефтяной пласт подразумевается нахождение рабочего на улице, с целью необходимого контроля за оборудованием и непосредственно за самим процессом. Воздействие климатических условий в зимний период времени может привести к получению обморожений различных степеней, что скажется на потере трудоспособности работника.

Именно поэтому необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции;
- в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны

допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. Рекомендуемые режимы работ на открытом воздухе в теплое время года представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Рекомендуемый режим работ на открытой территории в теплое время года

Температура воздуха на рабочем месте, °С	Время пребывания, не более при III категории работ, ч
32,5	-
32,0	-
31,5	-
31,0	-
30,5	1
30,0	2
29,5	2,5
29,0	3
28,5	4
28,0	5
27,5	5,5
27,0	6
26,5	7
26,0	8

К средствам индивидуальной защиты относятся:

В холодный период года:

- хлопчатобумажное белье;
- термобелье;
- жилет;
- комплект (пуховик, штаны, шапка);
- лыжная маска (балаклава);
- ботинки либо валенки.

В теплый период года:

- комплект спецодежды из хлопчатобумажной ткани;
- ударопрочная каска;
- защитные перчатки;
- очки, защищающие органы зрения;
- облегченная обувь

Повышенный уровень вибраций

Причиной появления вибраций являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия. Источниками вибрации могут быть насосные агрегаты, миксеры, компрессоры и другие агрегаты.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата и др.

Нормируемыми параметрами вибрации агрегатов являются абсолютные значения виброскорости (в м/с) или виброускорения (в м/с²), а также их логарифмические уровни (в дБ). Вибрационными характеристиками машин являются скорректированные уровни вибрации и уровни нормируемых параметров в октавных полосах частот. Характеристикой вибрационного воздействия на оператора является эквивалентный скорректированный уровень вибрации. Предельно допустимые значения вибрации представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Предельно допустимые значения локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Допустимые значения			
	В величинах виброускорения		В величинах виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с * 10 ⁻²	дБ
8	1,4	73	2,8	115
16	1,4	73	1,4	109
31,5	2,7	79	1,4	109
63	5,4	85	1,4	109
125	10,7	91	1,4	109
250	21,3	97	1,4	109
500	42,5	103	1,4	109
1000	85,0	109	1,4	109
Корректированные и	2,0	76	2,0	112

эквивалентные корректированные значения, и их уровни				
--	--	--	--	--

В качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- виброзащитные перчатки;
- виброзащитная обувь.

Повышенный уровень шума

Шумовое загрязнение на рабочем месте отрицательно влияет на работающих: замедляется скорость реакций, увеличивается расход энергии при одной и той же физической нагрузке, снижается внимание и т.п. Предельно допустимые значения, влияющие на самочувствие рабочего, должны соответствовать санитарным нормам. Уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ.

Воздействие шумов способствует:

- нарушению слуха;
- сердечно-сосудистым заболеваниям;
- гормональным расстройствам.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности измеряются в дБ. Допустимые уровни шума при средней физической нагрузке и средней степени напряженности равен 70 дБ.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Работы с высоким давлением

Работники нефтегазопроизводств работают с сосудами и аппаратами, находящимися под большими давлениями (до 30 МПа). В случае неисправностей или непредвиденных аварий возможен риск смертельной опасности трудящихся, поэтому сосуды и баллоны для хранения нефти и

газов, а также их транспортировки должны соответствовать требуемым нормам, а работники в свою очередь должны периодически проходить производственные инструктажи.

Опасность разрыва баллонов возникает особенно при переполнении их сжиженными газами и последующем нагревании. Для всех газов установлены предельные нормы наполнения, превышать которые категорически запрещается.

При эксплуатации баллонов надо предохранять их от огня, действия солнечных лучей, не устанавливать баллоны ближе 1 м от нагревательных приборов и 5 м от печей с открытым огнем, а также беречь от ударных нагрузок.

На баллонах должны быть надеты два предохранительных резиновых кольца от ударов. Баллоны с аммиаком нельзя хранить вместе с баллонами, наполненными другим газом, а баллоны с кислородом — в одном помещении с баллонами, наполненными горючими газами.

Наполненные баллоны хранят в вертикальном положении, а использованные — в горизонтальном. На использованные баллоны должны быть навернуты колпаки, а на корпусе мелом сделана надпись "Пустой".

Баллоны для сжатых, сжиженных и растворенных газов подвергают освидетельствованию не реже чем через каждые 12 месяцев, которое производит завод-наполнитель по разрешению местных органов Госгортехнадзора.

Пожаробезопасность

Нефтегазовые промыслы отличаются высокой вероятностью возникновения пожаров и опасностей взрывов. С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория нефтегазовых объектов должна содержаться в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убранства должны быть утилизированы, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Объекты нефтегазовых промыслов должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, которые в случае

опасности должны незамедлительно оповестить рабочий персонал. Сами работники должны периодически проходить противопожарные инструктажи. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания.

В зависимости от пожаро- и взрывоопасных свойств применяемых, производимых или хранимых веществ, все производство по степени пожарной опасности подразделяется на пять категорий: А, Б, В, Г, Д.

Для тушения пожара используют следующие средства пожаротушения: ручные пенные огнетушители типа ОП, углекислотные огнетушители ОУ-2, пенопроизводящие установки – пеномесителя, воздушнопенные стволы, генераторы высококоротной пены, гидранты и другие средства. Первичные средства пожаротушения размещают в легко доступных местах. Огнетушители защищают от солнечных лучей, осадков.

Электробезопасность

Нефтегазовое производство должным образом электрифицировано, поэтому работник данной отрасли постоянно сталкивается с электроприборами или оборудованием, находящимся под напряжением. В связи с этим работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их общую конструкцию и принцип действия. При возникновении опасных ситуаций работник, неквалифицированный в области электробезопасности, не должен предпринимать опасных для своего здоровья действий, а обязан сообщить о неисправности главному инженеру-электрику. Приборы и оборудование, работающие от электричества, должны проходить периодический осмотр, в ходе которого выносится вердикт о возможности их дальнейшего использования. Неисправное оборудование должно своевременно починено, либо заменено на новое.

Для предохранения рабочих от поражения электрическим током электрооборудование УЭЦН должно быть надежно заземлено. Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом в

любое время года. все соединения выполняются сваркой согласно ПЭУ. После устройства контура заземления необходимо замерить сопротивление и, если оно окажется больше допустимого, забить дополнительные электроды.

На кустовых площадках возможно проведение огневых работ, в частности работа болгаркой и сварочным агрегатом. Основными источниками пожарной опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла, недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Пожарную опасность при сварочных работах можно снизить правильной организацией рабочего места. Основные требования пожарной безопасности при сварочных работах следующие: сгораемые предметы необходимо удалять от места ручной сварки не менее чем на 5 м; машины для точечной, шовной, роликовой и стыковой сварки следует устанавливать только в помещениях, где не производится пожароопасных операций. При этом сварочные машины удаляют от сгораемых предметов на расстояние не менее 4 м; при стыковой сварке деталей сечением более 50 мм² – не менее 6 м. При невозможности удаления сварочных машин на указанные выше расстояния место сварки отгораживают металлическими или асбестовыми листами.

Сварщики должны быть обеспечены по действующим нормам спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты, которыми они обязаны пользоваться при выполнении работ. Одежда и рукавицы сварщика не должны иметь следов масла, жира, бензина, керосина, а также других горючих жидкостей. Для защиты глаз и лица от действия ультрафиолетовых и инфракрасных лучей сварщик должен пользоваться ручными или наголовными щитками со стёклами-светофильтрами.

Светофильтры при сварке дуговым методом должны применяться в зависимости от силы тока и способа сварки.

5.2 Экологическая безопасность

Защита атмосферы

По статистическим подсчетам около 75% всех неблагоприятных воздействий на окружающую среду от нефтегазовых промыслов приходится на атмосферу. Способен выделять загрязняющие вещества в атмосферу следующий технологический объект: нефтегазопромысел.

Основные выбрасываемые в атмосферу вредные примеси от нефтегазовых комплексов – это кислые компоненты (оксиды углерода, серы и азота, сероводород), УВ и их производные и твердые частицы. Производственные отходы, возникающие на нефтегазопромыслах, подлежат к сжиганию на факельных установках, в результате чего в атмосферу выделяются вредные компоненты. Существенное влияние на атмосферу среди данных компонентов оказывает формальдегид, который имеет резкий запах и высокую токсичность, и диоксид серы, выделяющийся при сжигании угля или нефти с высоким содержанием серы

Мероприятия по охране атмосферного воздуха направлены на обеспечение соблюдения нормативов качества воздуха рабочей зоны, и сокращение вредных выбросов в атмосферу от всех источников загрязнения в период работ.

Основными мероприятиями по охране атмосферного воздуха при эксплуатации скважин являются:

- использование автотоплива без вредных присадок (тетраэтилсвинца);
- контроль токсичности и дымности отработавших газов автомашин, спецтехники; дизельных установок;
- использование автотранспорта с полной загрузкой, минимизация числа поездок;

- использование строительной техники и транспорта по назначению.

Защита гидросферы

По статистическим оценкам порядка 20% [35] от всех загрязнений углеводородным сырьем приходится на водные ресурсы. Кроме самих УВ в нефтепродуктах, поступающих в различные водные источники, содержатся соединения кислорода, серы и азота, которые оказывают негативное влияние на водные ресурсы.

Любое загрязнение водоемов нефтепродуктами может привести к гибели водоплавающих птиц, некоторых видов животных, обитающих в водоемах, загрязнению околородной среды и др. Поступившая нефть в воде образует слой на поверхности, в результате чего легкие углеводороды испаряются в атмосферу. Постепенно нефть смешивается с водой и через некоторый промежуток времени сосредотачивается в водных горизонтах. Содержание растворенных нефтепродуктов в воде не должно превышать 10 мг/л.

Мероприятия, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных ресурсов от загрязнения включают:

- повторное использование воды;
- исключение сбросов в водные объекты и на рельеф отработанных буровых растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков;
- установка специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, буровых, тампонажных и других растворов;
- предупреждение загрязнения поверхностных и подземных вод поверхностно-активными веществами и химическими реагентами.

Защита литосферы

По статистическим данным около 5% всех нефтезагрязнений приходится на почвенную среду. Обустройство месторождений, бурения скважин, сооружение подземных хранилищ вызывают необратимые процессы на поверхности земли и в ее недрах, которые приводят к существенным видоизменениям природных ландшафтов.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

В целях рационального использования и охраны недр предусматриваются следующие мероприятия по защите прилегающих земель от поглощения поверхностного стока и загрязнения, в частности [28]:

- исключение сбросов на рельеф отработанных технологических растворов и шлама, хозяйственных и других неочищенных стоков (извлекаемый шлам с водой отстаивается в зумпфе (без сброса);
- установку специальных поддонов в местах возможных утечек и проливов горюче-смазочных материалов, технологических и других растворов.

По окончании работ площадка бурения каждой скважины приводится в естественное состояние:

- ликвидируется строительный мусор,
- убираются отходы буровых и других работ,
- ликвидируются зумпфы путем глинистого тампонажа,
- восстанавливается почвенно-растительный слой и выполняются другие работы по очистке территории.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К основным чрезвычайным ситуациям (ЧС) в условиях нефтегазопромысла относятся ситуации природного или социального характера, а также ситуации, связанные с взрывопожарной и пожарной безопасностью.

Пожалуй, главная опасность на такого рода промыслах заключается в непредвиденном возникновении пожаров, которые могут привести к трагическим последствиям. Пожары могут возникнуть в результате открытого огня, искры от электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Дабы не допустить пожарных ситуаций между отдельными объектами нефтегазопромыслов должны выдерживаться противопожарные размеры: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м.

Нефтегазовые промыслы на сегодняшний день высоко оснащены различными электрооборудованиями, которые хоть и предназначены для не самых неблагоприятных условий, однако все равно требуют отдельного внимания со стороны служб электробезопасности. Все приборы и оборудования должны быть исправны, допуск к их использованию должны иметь только лишь специально обученные люди и персонал, прошедший необходимый производственный инструктаж.

Технологические участки производства по взрывоопасности относятся к классу В-1Г и В-1 по ПУЭ-85, по характеру пожарной опасности – к категории 1 и 2-А. Все установки, на производственных участках должны быть оборудованы противопожарными системами и противопожарной автоматикой.

Любое проявление открытого огня или возгорания необходимо незамедлительно ликвидировать с помощью первичного инвентаря пожаротушения или струей воды, инертного газа, либо изоляцией от воздуха и т.д.

При выбросе нефти или газа со скважины, авариях на трубопроводах и при выполнении технологических операций, может возникнуть газоопасная ситуация, которая характеризуется наличием сероводорода в рабочей зоне концентрацией, превышающей 3 мг/м³, либо получением извещения об аварии.

Ответственный за пожарную безопасность на случай газовой опасности должен разработать план мероприятий, которые в случае необходимости обеспечат безопасность рабочего персонала. План должен включать в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи. Предупреждение ЧС – не менее важный пункт, чем их ликвидация. К мерам предупреждения ЧС относятся:

- повышение надежности технологического оборудования;
- совершенствование рабочих процессов;
- своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок;
- применение высококачественного сырья и материалов;
- участие в работах высококвалифицированного персонала.

Основными мероприятиями при возникновении чрезвычайных ситуаций являются:

- укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций;
- эвакуация рабочих из зон ЧС;
- использование СИЗ в случае необходимости;
- оказание медицинской помощи пострадавшим;
- организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

5.4 Правовые и организационные вопросы

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть созданы службы охраны труда или вводиться должность специалиста по охране труда в порядке.

Работодатели обязаны обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты;
- рабочая смена оператора добычи не должна превышать 12 часов,
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;
- недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания.

Порядком определяются следующие виды инструктажа работников: вводный, первичный инструктаж на рабочем месте, повторный, внеплановый, целевой.

Предприятие обязано предоставлять льготы для работников, работающих в районах Крайнего Севера и в приравненных к ним местностях:

- выплачивается надбавка к месячному заработку, размер которой возрастает с увеличением стажа непрерывной работы в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляются дополнительные отпуска сверх установленных ежегодных отпусков; в районах Крайнего Севера - продолжительностью 18 рабочих дней;
- разрешается полное или частичное соединение отпусков не более чем за три года;
- в случае временной утраты трудоспособности предприятие, учреждение, организация доплачивают разницу между размером пособия по социальному страхованию и фактическим заработком.

5.5 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

В данном пункте будут приведены основные требования к компоновке кустовых площадок, на которых осуществляется рассматриваемый вид работ. Практически на всех нефтяных месторождениях бурение ведется кустовым способом, т.е. забои скважин располагают согласно проектной сетке от 250 метров и более друг от друга, а устья скважин располагают в одну линию на расстоянии 5 метров между скважинами. На кустах с большим количеством скважин целесообразно формировать группы по пять скважин и между группами делать разрыв в 15 метров. В разных проектах может быть другое расположение устьев скважин.

После оформления горного отвода в целом на нефтяное или газовое месторождение, оформляется временный и постоянный земельный отвод для будущего куста скважин. Согласно нормативам для разведочных скважин земля отводится только во временное пользование размером от 1,7 до 2,5 га в зависимости от бурового станка для нефтяных и 3,5 га для газовых скважин.

Для эксплуатационных скважин земля отводится в постоянное и во временное пользование. Во временное пользование земля отводится на время бурения скважин. На кустовых площадках земля отводится для первой скважины во временное (постоянное) пользование площадью от 1,6 (0,36) га до 2,1 (0,36), на каждую последующую скважину добавляется 0,5 (0,1) га. В условиях нормального грунта, после геодезической разбивки площадки

куста, бульдозерами снимается растительный слой почвы и укладывается в гурты. Вся площадка куста отсыпается песчано-гравийной смесью.

К каждой будущей нефтяной скважине в вырытой траншее прокладывается нефтепровод расчетного диаметра, а к нагнетательной скважине прокладывается водовод. Водовод заглубляется, согласно проекту, ниже уровня промерзания грунта.

К кусту строится линия электропередач, как правило, 6 кВ. На площадке в 25 метрах от ближайшей скважины монтируется трансформаторный пункт, от которого к каждой скважине прокладывается кабель. В зависимости от проекта и способа эксплуатации скважины, кабели могут укладываться в траншею, на стойки или сооружается специальная эстакада

На таком же расстоянии от ближайшей скважины заглубляется канализационная емкость, к которой от скважин в траншеях укладываются трубы для аварийного слива нефти или слива жидкости при ремонте скважин. При фонтанной, газлифтной добыче нефти и на скважинах оборудованных электроцентробежными насосами вокруг устья скважины укладываются железобетонные плиты с бордюрным выступом. На месте установки подъемника для ремонта скважин заглубляются бетонные блоки. Там, где не пользуются передвижными мостками для укладки насосно-компрессорных труб, монтируются стационарные мостки

В зависимости от количества скважин на кусте для замера дебитов каждой скважины монтируют автоматизированные групповые установки (АГЗУ). К АГЗУ могут быть подключены от 8 до 16 скважин.

Вывод

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» была проведена всесторонняя оценка вредных и опасных факторов, возникающих при гидроразрыве пласта, а также рассмотрены / разработаны мероприятия по минимизации их воздействия на организм человека и окружающую среду.

Помимо этого, были рассмотрены вероятные ЧС и мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Практическую значимость трудно переоценить, т.к. дополнительно уделенное безопасности выполнения работ внимание всегда окупается в виде сохраненных материальных ценностей, здоровья и жизни сотрудников.

Заключение

В ходе выполнения диссертационной работы получены следующие результаты:

1. Дополнительная добыча нефти от анализируемых мероприятий составляет 11,8% накопленной добычи нефти месторождения. Это свидетельствует о более возрастающей роли мероприятий по интенсификации добычи нефти для повышения нефтяной отдачи пластов и дальнейшей разработки месторождения.

2. Высокую технологическую эффективность показало применение боковых стволов на различных объектах разработки. Помимо поддержания регулярной сетки скважин, бурение боковых стволов и боковых горизонтальных стволов способствовало отбору нефти из зон, слабодренируемых основными стволами скважин. Дополнительная добыча нефти только от бурения боковых стволов и боковых горизонтальных стволов составила 576,9 тыс.т. В перспективе бурение боковых горизонтальных стволов позволит продолжить эксплуатацию объектов разработки в условиях добычи высокообводненной продукции.

3. Проведение гидравлического разрыва пласта по-прежнему остается основным инструментом интенсификации добычи нефти в скважинах объектов АВ₁³, АВ₄ и особенно БВ₁₇₋₂₁. Его применение будет оправдано как при вводе скважин из бурения (или переводе на объект), так и в процессе эксплуатации. Всего от проведения 340 гидравлических разрывов пласта дополнительно получено 2 млн 724,4 тыс.т нефти.

4. Продолжение работ по дострелу и перестрелу пластов, физико-химических обработок призабойной зоны пласта позволит удержать от падения дебиты нефти скважин. От проведения перфорационных работ дополнительно получено 2 млн 559,6 тыс.т нефти. Всего за период разработки месторождения было проведено 273 обработок призабойной зоны пласта, дополнительная добыча нефти составила 234,2 тыс.т нефти.

5. В перспективе потребуется значительное увеличение объема проведения водоизоляционных работ, связанного с закономерным увеличением обводненности добываемой продукции. При анализе были учтены результаты 329 мероприятий по ремонтно-изоляционным и водоизоляционным работам, в результате которых было дополнительно получено 1 млн 363,1 тыс.т нефти.

6. Несмотря на снижение в последние 3 года эффективности работ по выравниванию профиля приемистости, целесообразность дальнейшего проведения этих работ не вызывает сомнений. Системное проведение мероприятий по выравниванию профиля приемистости даже при условии не высокой дополнительной добычи нефти позволяет удерживать обводненность продукции и снизить объем попутно добываемой воды. Всего от проведения 1419 работ по выравниванию профиля приемистости дополнительно получено 457,2 тыс. т нефти.

7. Проведенная классификация объектов разработки на А месторождении показала возможность применения на 3 объектах разработки нестационарного заводнения, которое в комплексе с адресными обработками скважин на основе химического воздействия на пласты в целях увеличения охвата пласта заводнением может применяться для повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов.

Список публикаций студента

1. Усенко Ю.А, Зюзиков С.А. Газогидродинамические исследования скважин в условиях установившегося режима течения. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

Список использованных источников

1. Пересчет запасов нефти, растворенного газа, сопутствующих компонентов и ТЭО КИН А месторождения, 2008 г., ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"
2. Дополнение к проекту разработки А месторождения 2009 г. ОАО ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, г.Москва
3. А.В. Билинчук и др. Выработка новых геологических моделей строения продуктивных пластов в связи с переоценкой балансовых запасов нефти и растворенного газа А месторождения. Тюмень 2006 г.
4. Гаттенбергер Ю.П. Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. М., изд-во «Недра», 1971 г.
5. Ульянова В.П. Уточнение геологической модели, пересчет запасов нефти и растворенного газа Северо-Покурского нефтяного месторождения Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа по состоянию на 01.01.2004. г. Тюмень
6. Дьяконов В.П. и др. Подсчет эксплуатационных запасов подземных вод аптсеноманского водоносного комплекса Южно-Киняминского нефтяного месторождения (Западная Сибирь). Москва, 2005 г.
7. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
8. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990
9. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов.- М.: Недра. 1987. – 247 с.
10. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
12. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
13. ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.

14. Методических рекомендаций по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.
15. Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов, Москва, 2000 г.
16. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
17. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: Недра, 2009, 552 с.
18. Прудников Л.Г., Волынский М.С., Сагалович В.Н. Процессы смесеобразования и горения в воздушно -реактивных двигателях. - М.: Машиностроение, 1971. - 356 с
19. Методическое руководство по оценке технологической эффективно-сти применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
20. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ОАО «Юганск-нефтегаз»; ВНИИЦ «Нефтегазтехнология». - Уфа; Нефтеюганск, 1997. - 125 с.
21. Методическое руководство по определению технологической эффек-тивности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов: РД 39-0147035-209-87. - М., 1987. - 52 с.
22. Ахмеджанов Т.К., Абдели Д.Ж.. Способ повышения нефтеотдачи платсов и добычи необводненной нефти. Патент № 26417 на изобретение РК, 15.11.2012 г. бюл.№ 11, Заявка № 2010/0752.1 от 07.06.2010.
23. Казаков А.А. Гиперболический закон в методах характеристик витес-нения//ИС.Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемые для внедрения в нефтяной промышленности. -М.:Е-ЙИ0ЭНГ.-1991.-Вып. 3.-С.6-10.
24. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003, 638 с.

25. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке нефтяных месторождений для поздней стадии эксплуатации. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - 160 с.
26. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов и новых технологий. РД 153-39.1-004-96, РМНТК «Нефтеотдача» и др. 1996.
27. Назаров С.Н., Сипачев Н.В. Методика прогнозирования технологических показателей на поздней стадии разработки нефтяных залежей. Изв. ВУЗов, Нефть и газ, 1972, № 10. - С.42-45.
28. Сургучев М.Л. Методы контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений. - М.: Недра. - 1968.
29. Цынкова О.Э. К вопросу о механизме циклического воздействия на нефтяные пласты // Изв. АН СССР. - Механика жидкости и газа. - 1980. - № 3. - С. 58-66.
30. А.с. № 193402. - 1967. Способ разработки нефтяных месторождений / А.А. Боксерман, А.И. Губанов, Ю.П. Желтов, А.А. Кочешков, В.Г. Оганджаниянц, М.Л. Сургучев.
31. Экспериментальное изучение капиллярного удержания воды в пористых средах при упруго-капиллярном режиме / А.А. Боксерман, Ю.П. Желтов, К.Э. Музафаров, В.Г. Оганджаниянц // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта: Тр. ВНИИ. - Вып. 50. - М.: Недра. - 1967. - С. 94-101.
32. Боксерман А.А., Гавура В.Е. Упруго-капиллярный циклический метод разработки нефтяных месторождений // Новые методы увеличения нефтеотдачи пласта: Тематический научно-технический обзор, сер. Добыча. - М.: ВНИИОЭНГ, - 1968. - С. 3-22.
33. Боксерман А.А., Шалимов Б.В. Фильтрация несмешивающихся жидкостей в средах с двойной пористостью при циклических методах воздействия на нефтяной пласт // Тр. ВНИИ. - 1970. - Вып. 55. - С. 27-44.

34. Цынкова О.Э. О режиме вынужденных колебаний при нелинейной фильтрации жидкости в пласте // Изв. АН СССР. - Механика жидкости и газа. — 1974. - №4. - С. 62-68.
35. Циклическое заводнение нефтяных пластов / М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова, И.Н. Шарбатова и др. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1977.
36. Цынкова О.Э. Постановка двумерной задачи о периодическом заводнении нефтяного пласта // Тр. ВНИИ. - 1979. - Вып.68. - С. 3-65.
37. К определению эффективности циклического заводнения неоднородных нефтяных пластов / Г.А. Атанов, А.А. Боксерман, М.Л. Сургучев, О.Э. Цынкова // Нефт. хоз. - 1973. - № 1. - С. 46-49.
38. Исмаилова С.Г. Влияние абсолютного значения вязкости жидкостей на капиллярное удержание воды в пористой среде // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1974. - № 3. - С. 26-27.
39. Оганджаниянц Б.Г., Маслянцев Ю.В. Оценка эффективности циклического воздействия с учетом продолжительности циклов // Научно-технический сборник по добыче нефти / ВНИИ. - Вып. 36. - М. - 1969. С. 59-63.
40. Оганджаниянц Б.Г., Мац А.А. Исследования влияния температуры на капиллярные процессы при обычном и циклическом заводнении неоднородных пластов // Научно-технический сборник по добыче нефти / ВНИИ. - Вып. 41. - М.: Недра. - 1971. - С. 57-64.
41. Оганджаниянц Б.Г., Мац А.А. Влияние гравитационных сил на коэффициент использования воды при циклическом воздействии на нефтяные пласты // РНТС. - Сер. Нефтепромысловое дело №7. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1971.
42. Оганджаниянц Б.Г., Мац А.А. Исследование влияния скорости внедрения воды в пористый образец на коэффициент использования при циклическом воздействии // НТС. - Сер. Нефтепромысловое дело №8. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1971. - С. 17-19.
43. Марченко Г.А., Гиниятуллина Р.Н. Пути улучшения разработки Саузбашевского месторождения с высокой вязкостью нефти // Тр.

- БашНИПИнефть - Вып. 64. - Уфа. - 1982.
- 44.Руководство по проектированию и применению циклического заводнения
РД 39-1- 72-78 / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, О.Э. Цынкова. и др. - М.:
ВНИИ. - 1978. - 100 с.
- 45.Коджаев Ш.Я., Кочешков А.А. Экспериментальные исследования
механизма циклического метода извлечения нефти из трещиновато-
пористых сред // Тр. ВНИИ. - Вып. 55. - М.: Недра. - 1970.
46. Боксерман А.А., Шалимов Б.В. О циклическом воздействии на пласты с
двойной пористостью при вытеснении нефти водой // Изв. АН СССР. -
Механика жидкости и газа. - 1967. - № 2. - С. 168-174.
- 47.Кузькоков В.А., Ерикова Л.Е. Применение метода изменения
фильтрационных потоков на Западно-Тэбукском месторождении //
РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело. - №6. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1983. -
С. 5.
48. Лейбсон Б.Г., Чипас Е.И. Результаты опытно-промышленного
эксперимента по изменению направлений фильтрационных потоков
жидкости в пластах // Нефт. хоз. - №3. - 1976.
- 49.Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Цынкова О.Э. Прогнозирование
показателей
разработки месторождений с применением новых методов увеличения
нефтеотдачи // Нефт. хоз. - 1977. - №4. - С. 29-33.
- 50.Ишханов В.Г., Ажнов В.Г. Мероприятия по улучшению разработки
залежи Кумского горизонта Новодмитриевского месторождения //
РНТС. Сер. Нефтепромысловое дело №6. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1975. - С.
6-8.
- 51.Михалевич В.И., Сенюта Б.С. Эффективность циклического нагнетания
воды // Нефтяник. - 1981. - №8. - С. 7.

Приложение А

Enhanced Oil Recovery

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Зюзиков Станислав Андреевич		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Н.Ю.	к.п.н.		

Enhanced Oil Recovery

Crude oil is a limited resource. Nevertheless, it has to meet the worldwide demands. From time to time, oil production has been intentionally reduced, which results in serious oil crises accompanied by increase in oil price. High price induces oil industry to recover oil from more complicated fields. Extraction from tight oil reserves requires advanced recovery techniques that should be constantly improved. It contributes to the development of techniques for enhanced oil recovery, (EOR), which while used today, also constantly undergo further advancement and development. Up to two thirds of the crude oil remains trapped in the reservoirs after primary and secondary recovery in an average oil reservoir, [Rosen et al., 2005]. EOR is then required to optimize the depletion, as the remaining oil is trapped in the pore structure inside the reservoir. EOR covers several different advanced recovery techniques, which will be introduced in this chapter.

The focus in this thesis has been on the phase behavior properties inside the reservoir in connection with surfactant flooding and oil/ brine systems. The phase behavior in the surfactant system is overall the most important factor determining the success of a chemical flood [Skauge and Fotland, 1990]. Currently, there are no adequate models (such as equations of state) to describe phase behavior in such systems. Consequently phase behavior must be measured experimentally, which is both challenging and time-consuming.

1.1 Enhanced Oil Recovery

Several mechanisms contribute to the primary production of oil. Primary production is in general understood as rather inefficient, as it produces less than 20 % of the original oil in place, [Morrow, 1991, p.5]. With the goal of improving oil recovery, EOR is introduced, employing more efficient recovery methods. Oil recovery methods usually fall into one of the following three categories:

- Primary recovery: Recovery by depletion
- Secondary recovery: Recovery by water or gas flooding

- Tertiary recovery: Recovery of the residual oil (also known as Enhanced Oil Recovery (EOR))

It is not unusual that the so-called tertiary oil recovery takes place either as the primary or the secondary step chronologically, because this entails a more feasible process for certain reservoirs, [Green & Willhite, 1998, pp.1-10]. Another commonly used designation is improved oil recovery (IOR), which covers a broader range of activities. IOR can also include EOR, where IOR and EOR in general are defined as follows:

- Improved Oil Recovery (IOR): Injection of fluids, which are already present in the reservoir, e.g. water.
- Enhanced Oil Recovery (EOR): Injection of fluids, which are not normally present in the reservoir, e.g. surfactants.

The concepts of IOR and EOR in practice are often mixed. Nowadays, oil recovery processes are typically classified as primary, secondary and EOR processes. From a fundamental point of view EOR should be understood as methods or techniques whereby extrinsic energy and materials are added to a reservoir to control:

- Wettability
- Interfacial tensions (IFT)
- Fluid properties
- Establish pressure gradients necessary to overcome retaining forces
- Move the remaining crude oil in a controlled manner towards a production well.

One aspect of EOR operations, which in all processes has a considerable influence on the result, is the ability to control the flow of the displacement fluid, so-called mobility control. Since flow pattern prediction is very uncertain, predicting oil recovery becomes difficult. These uncertainties challenge EOR processes. While it is desirable to design the most efficient process in order to increase oil recovery, economic feasibility of the EOR process is more crucial than any other aspect, in order to commercialize the process [Sharp, 1975].

1.1.1 EOR Processes

Much work has been performed in the area of fluid injection with the objective of improving oil recovery by the natural drive mechanism. The most widely used technique is waterflooding, which has been applied for more than 60 years. The oil left in the swept zone after waterflooding then becomes the main target for tertiary oil recovery, [Morrow, 1991, p.6-10].

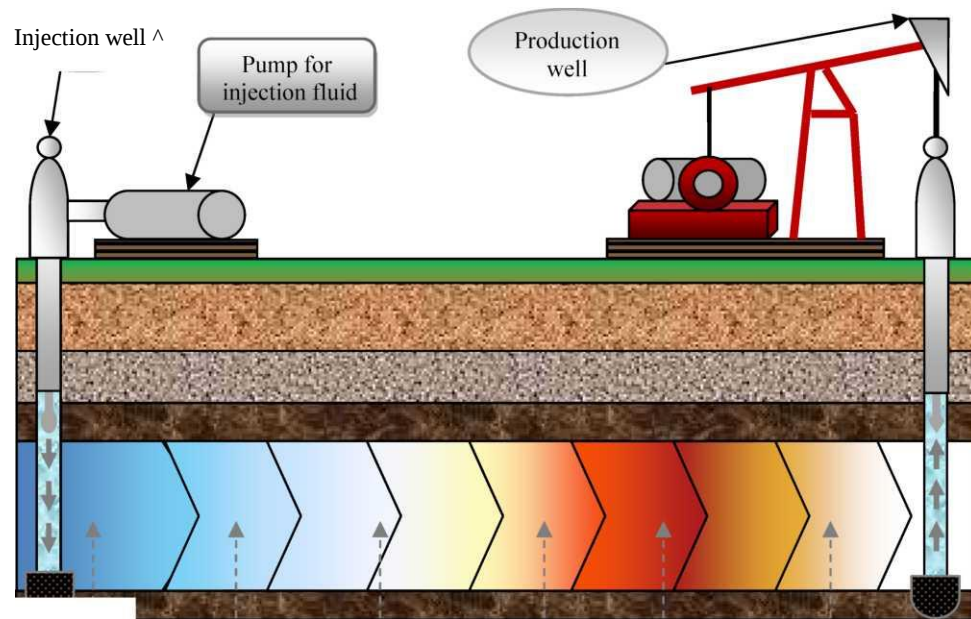
The primary goals in EOR operations are to displace or alter the mobility of the remaining oil in the reservoir. Using conventional waterflooding techniques is preferable as long as it is economically feasible. Remaining oil left after primary and secondary recovery operations over long time periods is usually distributed in pores in the reservoir, where the oil is trapped, mainly due to capillary forces and viscous forces. EOR techniques will contribute to a longer lifetime of already existing reservoirs. Unfortunately the application of EOR does not only bring advantages. Using EOR is correlated with higher risks and increases the requirement for additional facilities and investments. The common classifications of different EOR processes are [Green and Willhite, 1998, p.1-10]:

- Mobility-control
- Thermal Processes
- Chemical processes
- Other (e.g. microbial EOR)
- Miscible processes

In general the EOR processes involve injection of gas or fluids into the oil reservoir, displacing crude oil from the reservoir towards a production well. The injection processes supplement the natural energy present in the reservoir. The injected fluid also interacts with rock and oil trapped in the reservoir creating advantageous conditions for oil recovery.

Mobility-control is a process based on maintaining favorable mobility ratios between crude oil and water, by increasing water viscosity and decreasing water relative permeability. Can improve sweep efficiency over waterflooding during surfactant processes.

Chemical processes are injection of a specific liquid chemical that effectively creates desirable phase behavior properties, to improve oil



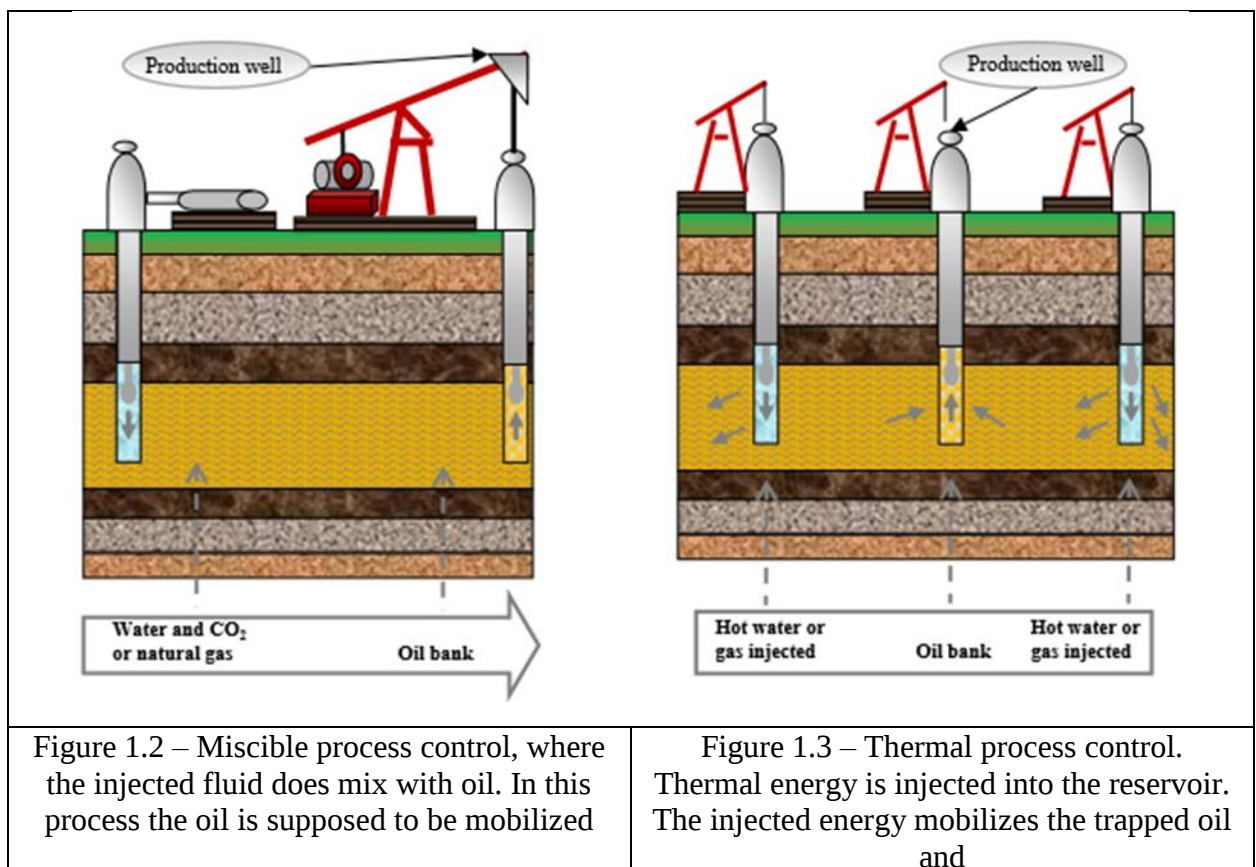
displacement. The principles are illustrated in figure 1.1.

Figure 1.1– Chemical flooding, which is the injection of water and chemicals. Besides the economic point of view, the complexity rises as several additional tasks such as preflush of the reservoir and injection of additional fluids must be applied to accomplish an efficient process.

Surfactant flooding is an example of chemical flooding. This is a complex process, where the displacement is immiscible, as water or brine does not mix with oil. However, this condition is changed by the addition of surfactants. The technique creates low interfacial tension (IFT), where especially an ultra low IFT (0.001mN/m) between the displacing fluid and the oil is a requirement in order to mobilize the residual oil. The liquid surfactant injected into the reservoir is often a complex chemical system, which creates a so-called micelle solution. During surfactant flooding it is essential that the complex system forms microemulsions with the residual oil as this supports the decrease of the IFT and increases the mobility. However, the formation of microemulsions may also be a significant disadvantage, as microemulsions may plug the pores. It is also important to be aware of the high loss of surfactant, occurring as a result of adsorption and phase partitioning inside the reservoir. It is known that surfactant systems are sensitive to high temperatures and high salinity, leading to requirements for developing

surfactant systems that can withstand such conditions. Other chemical processes have also been developed, such as alkaline flooding and various processes where alcohols are introduced. In alkaline flooding, alkaline chemicals are injected into the reservoir, where they react with certain components in the oil to generate surfactants in situ. Alcohol processes have so far only been tested in laboratories and have not yet been applied in the field.

Miscible processes are based on the injection of a gas or fluid, which is miscible with the crude oil at reservoir conditions, in order to mobilize the crude oil in the reservoir. The process is illustrated in figure 1.2. This process relies on the modification of the components either in the injected phase or in the reservoir oil phase. Modification of either injected fluid or gas or the reservoir oil is achieved through multiple contacts between the injected phase and the oil phase with mass transfer of components between the phases, [Green & Willhite, 1998, p.7]. E.g. injection of CO₂ as a liquid will entail extraction of the heavier hydrocarbons from the reservoir oil, which will allow the displacement front to become miscible, [Holm, 1986].



Thermal processes are typically applied to heavy oils. Thermal recovery processes rely on the use of thermal energy. A hot phase of e.g. steam, hot water or a combustible gas is injected into the reservoir in order to increase the temperature of the trapped oil and gas and thereby reduce oil viscosity, [Green and Willhite, 1998, p.301]. The process is depicted in figure 1.3. The injected hot stream facilitates the flow to the production wells by increasing the pressure and reducing the resistance to flow.

1.2 Surfactant Flooding

Surfactant flooding is injection of one or more liquid chemicals and surfactants. The injection effectively controls the phase behavior properties in the oil reservoir, thus mobilizing the trapped crude oil by lowering IFT between the injected liquid and the oil. The principle of surfactant flooding is illustrated in figure 1.4.

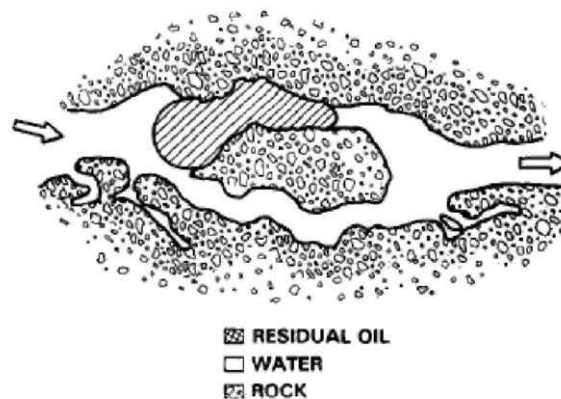


Figure 1.4 – Principle of flooding, where residual oil is trapped in the reservoir, [O'Brien, 1982]. For the movement of oil through the narrow capillary pores, very low oil/water interfacial tension (IFT) is required; preferably ultra low IFT at 0.001 mN/m is desirable.

There is a great potential for chemical processes with surfactant flooding, since there is the possibility of designing a process where the overall displacement efficiency can be increased. Nowadays many mature reservoirs under waterflood have decreasing production rates despite having 50-75 % of the original oil left inside the reservoir [Flaaten et al., 2008]. In such cases it is likely that surfactant flooding can increase the economic productivity.

Surfactants are added to decrease the IFT between oil and water. Co-surfactants are blended into the liquid surfactant solution in order to improve the properties of the surfactant solution. The co-surfactant either serves as a promoter or as an active agent in the blended surfactant solution to provide optimal conditions with respect to temperature, pressure and salinity. Due to certain physical characteristics of the reservoir, such as adsorption to the rock and trapping of the fluid in the pore structure, considerable losses of the surfactant may occur. The stability of the surfactant system at reservoir conditions is also of great relevance. It is well known that surfactant systems are sensitive to high temperature and high salinity and therefore surfactants that can resist these conditions should be used [Green and Willhite, 1998, p.7]. Surfactant flooding creates microemulsion solutions, which may contain different combinations of surfactants, co-surfactants, hydrocarbons, water and electrolytes [Green and Willhite, 1998, p.239-300]. Polymers are also often added to the injected surfactant solution, to increase viscosity, thus maintaining mobility control. In general there are three types of surfactant flooding for EOR [Rosen et al., 2005].

Surfactant systems usually consist of both surfactants and co-surfactants. However the combination of multiple components in the surfactant solution system does not work well in practice as chromatographic separation occurs in the reservoir. The solution concentration quickly changes from its optimal value as the separation takes place. The optimization criterion in surfactant flooding is to maximize the amount of oil recovered, while minimizing the chemical cost. While it is necessary to reach low IFT for the surfactant system, minimizing only the IFT may not always coincide with optimal oil recovery, as low IFT is not the only essential condition to meet in order to get a successful and efficient oil recovery, [Fathi and Ramirez, 1984]. E.g. attention to the optimal salinity is crucial to include as well.

1.2.1 Surfactants

In surfactant flooding, the chemical system contains surface active agents, surfactants, which are polymeric molecules that lower the IFT between the liquid

surfactant solution and the residual oil. Surfactants adsorb on a surface or fluid/fluid interface when present at low concentrations. The most common structural form for surfactants is where they contain a nonpolar part, a hydrocarbon 'tail', and a polar or ionic part. The structure is shown in figure 1.5.

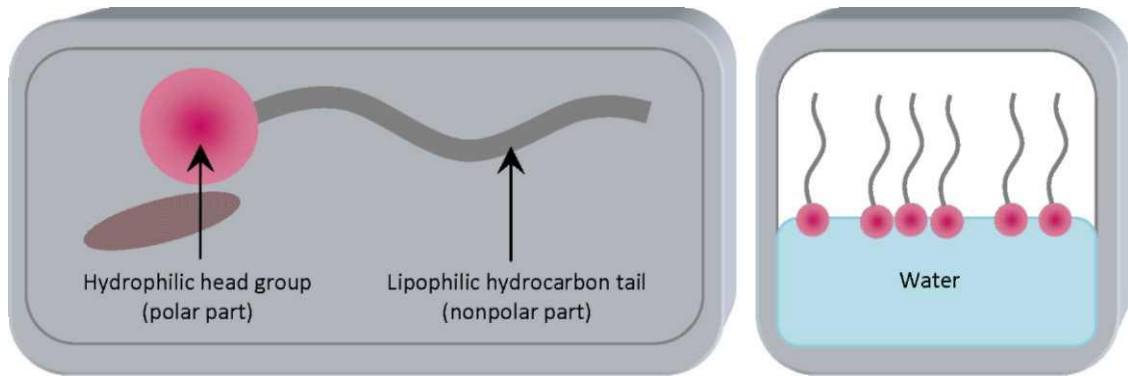


Figure 1.5 – Surfactant molecule and surfactant orientation in water. Surfactants are also referred to as amphiphile molecules because they contain a nonpolar 'tail' and a polar 'head'-group within the same molecule, [Green and Willhite, 1998, p.241].

It is the balance between the hydrophilic and hydrophobic parts of the surfactant that generates the characteristics of the surface active agent. In EOR with surfactant flooding the hydrophilic head interacts with water molecules and the hydrophobic tail interacts with the residual oil. Thus, surfactants can form water-in-oil or oil-in-water emulsions. Surfactant molecules are amphiphilic, as they have both hydrophilic and hydrophobic moieties. Amphiphiles adsorb effectively to interfaces and typically contribute to significant reductions of the interfacial energy, [Pashley and Karaman, 2004, p. 62].

The primary surfactant is directly involved in the microemulsion formation with regards to the EOR surfactant flooding process. The co-surfactant, if any, promotes or improves the activities of the primary surfactant, by e.g. changing the surface energy or the viscosity of the liquids. Due to chromatographic separation of surfactant, co-surfactant and any other components, throughout the reservoir, it can be problematic to create a multicomponent surfactant system capable of

maintaining optimal properties throughout the flooding process. The predominant disadvantage of separation is that the control of the system deteriorates in the reservoir and therefore it should be avoided if possible. As the co-surfactants prevent gel formation and reduce the equilibration time, they are hard to eliminate from the surfactant systems used for flooding. Oil reservoirs have different characteristics and therefore the structure of added surfactant must be tailored to meet the reservoir conditions to achieve a low IFT. For example the temperature, pressure and rock vary significantly from one reservoir to another.

1.2.2 Classification of Surfactants

Surfactants are frequently classified on the basis of the ionic nature of the head group, as anionic, cationic, nonionic or zwitterionic. Each type possesses certain characteristics depending on how the surfactant molecules ionize in aqueous solutions. In table 1.1 a few commonly used surfactants are shown.

Table 1.1 – List of common surfactant molecules with different types of charge: anionic, cationic and non-ionic. [Pashley & Karaman, 2004, p.63]

Anionic	
Sodium dodecyl sulfate (SDS)	$CH_3(CH_2)_{11}SO_3^-Na^+$
Sodium dodecyl benzene sulfonate	$CH_3(CH_2)_{11}C_6H_4SO_3^-Na^+$
Cationic	
Cetyltrimethylammonium bromide (CTAB)	$CH_3(CH_2)_{15}N(CH_3)_3Br^+$
Dodecylamine hydrochloride	$CH_3(CH_2)_{11}NH_3^+Cl^-$
Non-ionic	
Polyethylene oxides	$CH_3(CH_2)_7(OCH_2CH_2)_8OH$

Commonly used surfactants for EOR, are sulfonated hydrocarbons such as alcohol propoxylate sulfate or alcohol propoxylate sulfonate. To achieve an optimal surfactant flood for any given oil reservoir surfactants and polymers are often both included in the flooding. Surfactants are responsible for the reduction of the IFT and the polymer is added to improve the sweep efficiency, [Flaaten et al., 2008]. The demands on surfactants are numerous and it is a great challenge to distinguish which mechanisms are most dominant. Process conditions, such as high temperature and high pressure are often the reality in reservoir environments.

1.2.2.1 Use of Anionic Surfactants

Anionic surfactants are negatively charged. They are commonly used for various industrial applications, such as detergents (alkyl benzene sulfonates), soaps (fatty acids), foaming agents (lauryl sulfate), and wetting agents (di-alkyl sulfosuccinate). Anionic surfactants are also the most commonly used in EOR. They display good surfactant properties, such as lowering the IFT, their ability to create self-assembled structures, are relatively stable, exhibit relatively low adsorption on reservoir rock and can be manufactured economically [Green & Willhite, 1998, p. 241]. Anionic surfactants dissociate in water to form an amphiphilic anion (negatively charged) and a cation (positively charged), which would typically be an alkaline metal such as sodium (Na^+) or potassium (K^+).

Wu et al. (2005) have investigated a series of branched alcohol propoxylate sulfate surfactants for the application in EOR. Their investigations show that the number of propoxylate groups has a significant influence on the IFT, the optimal salinity and the adsorption. Optimal salinity and adsorption are shown to decrease as the number of propoxy groups is increased. In their work the experiments are conducted at diluted surfactant concentrations, both with and without co-surfactants.

Barnes et al. (2008) investigate families of anionic surfactants, internal olefin sulfonates, (IOS), for use in surfactant flooding at high temperatures, (up to 150 °C), and with varying optimal salinities from 1 % to 13 % depending on the carbon number range. The IOS surfactants show little sensitivity to temperature, which could be an advantage for reservoirs with temperature gradients. Overall the IOS surfactants exhibit promising over a range of reservoir conditions covering moderate to high temperatures and from low to high salinity conditions. Both alcohol propoxylate sulfates and IOS have been studied [Levitt et al., 2006 and Flaaten et al., 2008], where they are identified as promising surfactant candidates for EOR processes. These surfactant candidates are available at low cost and have been tested in different reservoir cores resulting in enhanced oil recovery and low surfactant retention, [Levitt et al., 2006]. It was found in Levitt et al. (2006)'s work

that mixing the IOS and the alcohol propoxylate sulfate give the best result. Furthermore Bryan and Kantzas (2007) have conducted an investigation of alkali surfactants for surfactant flooding of heavy oils. Their work showed that alkali surfactant flooding has a great potential for non-thermal heavy oil recovery, as the addition of alkali surfactants reduced the IFT between oil and water by such a magnitude that formation of emulsions was possible.

1.2.2.2 Use of Nonionic surfactants

Nonionic surfactants have no charged head group. They are also identified for use in EOR, [Gupta and Mohanty, 2007], mainly as co-surfactants to promote the surfactant process. Their hydrophilic group is of a non-dissociating type, not ionizing in aqueous solutions. Examples of nonionic surfactants include alcohols, phenols, ethers, esters or amides.

Curbelo et al. (2007) studied nonionic surfactants with different degree of ethoxylation to investigate the correlation with the adsorption of surfactant in porous media (sandstone). From the experiments the variations in the surface tension with surfactant concentration are shown in figure 1.6.

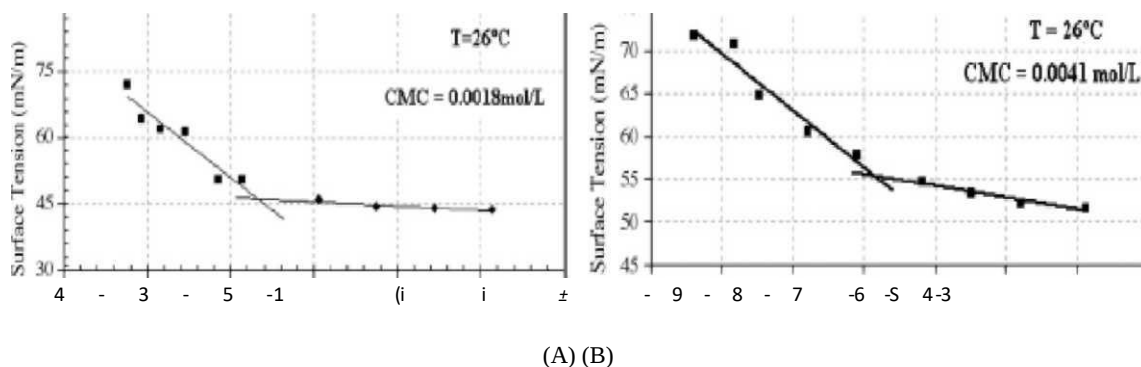


Figure 1.6 – Determination of Critical Micelle Concentration (CMC) for two surfactants investigated. (A) is a surfactant with an ethoxylation degree of 9.5 and (B) is a surfactant with an ethoxylation degree of 15.0. The x-axis is the natural logarithm of the surfactant concentration. The break in both of the curves is where CMC is reached. [Curbelo et al., 2007]

Critical Micelle Concentration (CMC) is reached at a higher surfactant concentration for (B), with ethoxylation degree of 15.0, compared to (A), with ethoxylation degree at 9.5, seen in figure 1.7. With higher ethoxylation degree

follows that the surfactant has a larger polar chain and consequently higher solubility towards the aqueous phase. Thus higher concentration of surfactant is required to assure formation of micelles. Curbelo et al. (2007) concluded that the adsorption to the sandstone core is higher in the case of the lower degree of ethoxylation, situation (A), which should be avoided in EOR surfactant flooding.

1.2.2.3 Use of Cationic Surfactants

Cationic surfactants have a positively charged head group. Cationic surfactants dissociate in water, forming an amphiphilic cation and anion, typically a halide (Br⁻, Cl⁻ etc.). During the synthesis to produce cationic surfactants, they undergo a high pressure hydrogenation reaction, which is in general more expensive compared to anionic surfactants. As a direct consequence cationic surfactants are not as widely used as anionic and nonionic surfactants.

It is, however, reported that cationic surfactants can be used to improve the spontaneous imbibition rate of water into preferentially oil-wet carbonate. Water containing surfactants of the type alkyltrimethylammonium bromide or chloride was injected [Standnes & Austad, 2002]. The cationic surfactants are most likely dissolved in the oil phase as aggregates between the surfactant and the carboxylates, under creation of ion pairs. In this way the surface becomes more water-wet, thus the aqueous phase can better imbibe by capillary forces.

1.2.3 Single Component Surfactant Flooding

To obtain the optimal conditions for creating and maintaining the desired microemulsion phase during a surfactant flood, co-surfactants, such as low molecular alcohols as propanol and hexanol, are usually added to the surfactant solution, [Austad et al., 1996]. Chromatographic separation of the injected surfactant solution makes the operation challenging to control, as the original chemical composition in the surfactant solution will change in the reservoir and in consequence poor oil recovery may be experienced. A way to eliminate this problem is to reduce the amount of, co-surfactants, or even to omit them altogether. A few single component surfactants have been proposed in literature.

Austad et al. (1996) propose branched ethoxylated sulfonates, sulfate mixtures containing both ethoxy and propoxy groups in the same molecule, mixtures of ethoxylated and secondary alkane sulfonates and alkyl-o-xylene sulfonate. However, the ideal surfactant solution or combination will differ from one residual crude oil and reservoir to another. Austad et al. (1996) have examined the multiphase behavior of a single component alkyl-o-xylene sulfonate/brine/oil system at temperatures from 40 °C to 180 °C and pressures from 200 bar to 1000 bar with different crude oil, fractions of crude oil and model oil. The phase behavior observed with the increase in pressure was the same in all cases to III to II-). Regarding the increase in temperature, in the case of the crude oil the phase behavior showed II- to III to while the opposite phase behavior to III to II-) was observed in the case of the model oil and the fraction of crude oil. It is suggested that the effect of temperature on the phase behavior is related to the interaction between the surfactant and the resin type material in the crude oil present at high temperatures.

Zhao et al. (2006) study IFT behavior of crude oil/single component surfactant/brine systems. Heavy alkyl benzene sulfonates have been found to be good surfactants for enhanced oil recovery in Chinese oil fields. On the basis of previous experiences Zhao et al. (2006) suggest alkyl methylnaphthalene sulfonates (AMNS) as surfactants for EOR. Different synthesized AMNS surfactants have been investigated; hexyl methylnaphthalene sulfonate, octyl methylnaphthalene sulfonate, decyl methylnaphthalene sulfonate and tetradecyl methylnaphthalene sulfonate. Zhao et al. (2006) reported that some synthesized single component surfactants of AMNS possess higher capacity and efficiency for lowering the surface tension than similar long-chain alkyl benzene sulfonates (LAS), when surfactants of the same chain length are compared. The structure of both AMNS and LAS is shown in figure 1.7.

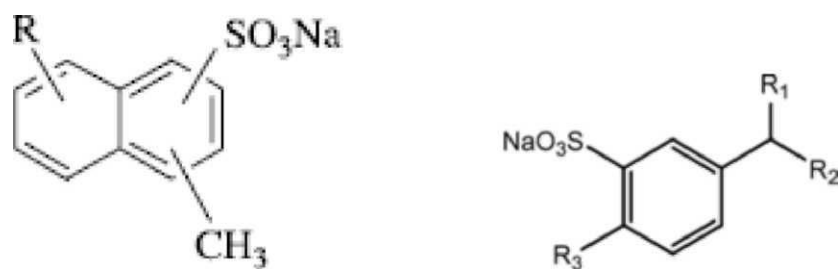


Figure 1.7. The structural formula of the alkyl methylnaphthalene sulfonates (AMNS), left, and alkyl benzene sulfonates (LAS), right.

The different AMNS were studied with respect to the IFT and the optimum salinity. It was concluded that the AMNS tetradecyl methylnaphthalene sulfonate was the most efficient in reducing the IFT. The surface tension of the crude oil/water IFT was reduced to 0.001 mN/m (ultra low) at low surfactant concentrations, 0.002 mass %, without addition of alkali or other additives. Surfactants with the longest chain length reduced IFT the most. This is in agreement with the expected behavior, as it is in general understood that IFT reduction increases with the increase in the chain length of the surfactant molecules. Zhao et al. (2006) conclude that both the chromatographic separation and the breakage of stratum are avoided effectively.

As mentioned earlier Wu et al. (2005) carried out a study with branched alcohol propoxylate sulfate surfactants and the influence of single component surfactants. They concluded that using only branched alcohol propoxylate surfactant in the formulation at low concentrations can create low IFT between brine and either *n*-octane or crude oil. The optimal salinity depended on the number of propoxy groups and decreases with an increase in propoxy groups. Adsorption experiments were carried out in this study as well. Adsorption of these surfactants on kaolinite clay decreases with an increase in the number of propoxy groups.