

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 нефтегазовое дело
Отделение школы НОЦ отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)

УДК: 622.276.6-027.236 (571.16)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Мударисов Руслан Фаритович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

	Формулировка результатов
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
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
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 образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 нефтегазовое дело
 Отделение школы НОЦ отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Мударисову Руслану Фаритовичу

Тема диссертации:

Анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти на Первомайском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2018 № 3073/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической и геофизической информации по Первомайскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.</p>
<p>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></p>	<p>Введение 1. Общие сведения о изучаемом месторождении 2. Состояние разработки 3. Анализ проведенных мероприятий 4. Анализ ГРП как основного метода интенсификации 5. Финансовый менеджмент 6. Социальная ответственность Заключение</p>

<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Административное положение района; 2. Состояние разработки Первомайского месторождения; 3. Диаграмма эффективности проведения мероприятий; 4.1. Схема исследования породы на сжатие с одноосной нагрузкой; 4.2. Схема влияния пространственных напряжений на ориентацию трещины; 4.3. Теоретическое и возможное сечения вертикальной трещины в пласте; 4.4. Технологическая эффективность от проведения ГРП на скважинах Первомайского месторождения; 4.5. Арматура 2АУ-700; 4.6. Схема расположения оборудования при ГРП; 4.7. Насосный агрегат для ГРП 4АН-700; 4.8. Пескосмесительный агрегат ЗПА; 5. График профилей НПДН и ЧТС;
--	--

<p>Консультанты по разделам магистерской диссертации (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Шарф И.В.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, Абраменко Н.С.</p>
<p>Раздел, выполненный на английском языке</p>	<p>Доцент, Болсуновская Л.М.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2018</p>
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Хомяков И.С.</p>	<p>к.х.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2БМ6Г</p>	<p>Мударисов Руслан Фаритович</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 нефтегазовое дело
Отделение школы НОЦ отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 22.05.2018

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.02.2018	<i>Общие сведения о Первомайском месторождении</i>	10
24.02.2018	<i>Геолого-физическая характеристика Приобского месторождения</i>	20
22.02.2018	<i>Рассмотрение вопроса о необходимости методов интенсификации</i>	15
05.03.2018	<i>Описание методов интенсификации</i>	20
19.03.2018	<i>Анализ результатов исследования</i>	10
02.04.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
01.05.2018	<i>Оформление работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Мударисову Руслану Фаритовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): «Расчет стоимости внедрения в систему разработки месторождения закачки раствора-полимера “ИПНГ-ПЛАСТ 2”»	Стоимость материально-технических, и человеческих ресурсов проведения гидромеханической целевой перфорации совместно с гидравлическим разрывом пласта на Первомайском месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс РФ 2. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности применения гидромеханической целевой перфорации совместно с гидравлическим разрывом пласта с целью повышения нефтеотдачи пласта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление плана проекта применения гидромеханической целевой перфорации совместно с гидравлическим разрывом пласта с учетом необходимых эксплуатационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Экономическое обоснование целесообразности проведения гидромеханической целевой перфорации совместно с гидравлическим разрывом пласта на Аганском месторождении

Перечень графического материала

1. Формулы:

- Прирост выручки за счёт дополнительного объёма реализации нефти и газа;
- Текущие затраты на дополнительную добычу;
- Текущие затраты в t-ом году на проведение работ по реализации мероприятия;
- Дополнительные текущие затраты по проектному решению;
- Прирост прибыли от реализации продукции в результате проведения проектных мероприятий в t-м году;
- Расчёт налога на прибыль;
- Поток денежной наличности;
- Коэффициент дисконтирования;
- Чистая текущая стоимость.

2. Таблицы:

- Специальная техника для проведения ГРП;
- Время на выполнение подготовительного мероприятия
- Расчет амортизационных отчислений на оборудование ГРП расчет заработной платы;
- Расчет заработной платы;
- Страховые тарифы на обязательное страхование в ПФР, ФСС и ФОМС;
- Стоимость услуг контрагента
- Стоимость оборудования контрагента

- Стоимость материалов контрагента
- Затраты на проведение организационно-технического мероприятия
- Исходные данные для расчета показателей эффективности комплексного воздействия на пласт;
- Результаты расчета эффективности применения ГМЦП совместно с ГРП на Первомайском месторождении.

3. Рисунки:

- График профилей НПДН и ЧТС

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Мударисов Руслан Фаритович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Г	Мударисову Руслану Фаритовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	<i>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</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т. ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	<p>Анализ вредных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Недостаточная освещенность. – Повышенный уровень шума на рабочем месте. <p>Анализ опасных производственных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Электробезопасность – Механические опасности – Аппараты под давлением
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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. 	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу: <i>Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</i></p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу: <i>Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздухообмену.</i></p> <p>- анализ воздействия объекта на литосферу:</p>

	ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры)
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень 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: Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является нарушения пожарной безопасности и наводнения во время паводка, так как местность болотистая. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	- характерные для проектируемой рабочей зоны: Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны: Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Н.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Мударисов Руслан Фаритович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ВКР,
ВЫПОЛНЕННОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ**

Приложение А

Раздел:

Обзор литературы на иностранном языке по теме:
«Enhanced Oil Recovery»

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Мударисову Руслану Фаритовичу		

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 нефтегазовое дело

ЗАДАНИЕ:

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Enhanced Oil Recovery2. EOR Processes3. Surfactants
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.02.2018
---	------------

Задание выдали консультанты:

Консультант кафедры:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Г	Мударисов Руслан Фаритович		

Реферат

Магистерская диссертация содержит **75** страниц, **15** рисунков, **6** таблиц, **20** источников.

Ключевые слова: бурение, соляно-кислотная обработка, технологическая операция, скважина, боковой ствол, интенсификация, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны.

Объектом исследования является Первомайское месторождение, в частности фонд скважин на которых проводились операции по применению методов интенсификации добычи.

В процессе работы над магистерской диссертацией был выполнен анализ методов интенсификации и выявлены факторы, которые имеют большую роль при выборе метода для изучаемого месторождения. После выявления, был выбран ряд скважин, в которых были проведены данные технологические операции и изучено какое влияние оказывает данный метод.

Цель работы – проанализировать и рассчитать технологическую эффективность от проведения ГРП для одной из скважин Первомайского месторождения, с помощью получившихся расчетов оценить экономическую эффективность от проведенного мероприятия, с точки зрения окупаемости проекта.

Практическая значимость работы состоит в приведении сравнительного анализа влияния различных факторов на эффективность того или иного метода. Все это может быть полезно при разработке мероприятия по повышению технологической эффективности добычи нефти на Первомайском месторождении.

Для выполнения магистерской диссертации использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Перечень условных обозначений

УВ – углеводород;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГКО – глинокислотная обработка;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ТБ – техника безопасности;

ППД – поддержание пластового давления

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ННС – наклонно-направленные скважины

ГС – горизонтальные скважины

КИН – коэффициент извлечения нефти

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ЭЦН – электрический центробежный насос

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГСКО – глино-соляно-кислотная обработка

КОПЗ – комплексная обработка

АСПО – асфальтеносмолистопарафиновые отложения

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ВНК – водонефтяной контакт;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

СКО – соляно-кислотная обработка;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи.

Оглавление

Введение.....	14
1. Общие сведения о изучаемом месторождении.....	16
2. Состояние разработки	17
3. Анализ проведенных мероприятий.....	20
3.1. Зарезка боковых стволов.....	20
3.2. Перфорационные методы.....	22
3.3. Обработка ПЗП скважин кислотными композициями.....	26
3.4. Выравнивание профиля приемистости.....	28
3.5. Гидравлический разрыв пласта	29
4. Анализ ГРП как основного метода интенсификации	34
4.1. Основы механики ГРП	34
4.2. Технология проведения ГРП.....	39
5. Социальная ответственность	42
5.1. Анализ вредных производственных факторов	42
5.1.1. Отклонение показателей климата открытым воздухом	43
5.1.2. Недостаточная освещенность.....	44
5.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте	44
5.1.4. Вредные вещества.....	46
5.2. Анализ опасных производственных факторов	47
5.2.1. Электробезопасность.....	47
5.2.2. Механические опасности	48
5.2.3. Аппараты под давлением	49
5.3. Охрана окружающей среды	49
5.4. Защита в чрезвычайных ситуациях.....	50
5.4.1. Пожарная безопасность.....	50
5.4.2. Открытое фонтанирование	52
5.5. Организационные мероприятия по промышленной безопасности	53
Заключение	55
Список использованных источников	57
Приложение А	59

Введение

На сегодняшний день эффективность добычи нефти из пластов современными, промышленными методами считается неудовлетворительной. Конечная нефтеотдача пластов, в среднем, по различным источникам варьируется от 25 до 45 %.

Если говорить про отношение неизвлекаемых или остаточных запасов нефти к первоначальным геологическим запасам, то это отношение в среднем составляет от 50 до 70 %.

Вследствие этого перед всеми нефтяными компаниями одной из главных целей является внедрение новых технологий нефтедобычи, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, которые уже находятся в разработке и на которых применение традиционных методов по извлечению остаточных запасов нефти уже практически невозможно.

Также стоит отметить, что применение современных методов интенсификации добычи нефти в разработке месторождений, по оценкам специалистов, приводит к существенному увеличению КИН. Тем самым позволяет увеличить дополнительную добычу нефти.

Объектом исследования автор работы выбрал Первомайское нефтяное месторождение. Данное месторождение находится на поздней стадии разработки, основные запасы углеводородного сырья уже отобраны. В связи с тем, что происходит снижение дебита нефти и растет обводненность продукции, становится более актуальным применение методов интенсификации добычи нефти.

Эффективность методов интенсификации в основном заключается в том, что при их использовании повышается уровень извлечения полноты залегающей нефти, улучшается связанность коллекторов и тем самым увеличивается охват пласта.

Целью данной работы является подробное изучение и анализ эффективности методов интенсификации добычи нефти проведенных на Первомайском месторождении.

Защищаемое положение:

— результаты сравнения показателей работы скважин после проведения геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи на Первомайском месторождении;

— результаты расчета технологических параметров и подбор оборудования для ГРП;

— комплексная оценка эффективности проведения ГРП на скважине Первомайского месторождения.

1. Общие сведения о изучаемом месторождении

В административном отношении Первомайское нефтяное месторождение большей частью расположено в Томской области, а именно, в Каргасокском районе, а другая его часть находится на территории Тюменской области Сургутского района ХМАО в 600 км от города Томска.

Так как месторождение находится на севере, то зима здесь продолжительная и очень холодная, абсолютный минимум по температуре может достигать до минус 50°C, а что касается лета, то оно тут короткое. Среднемесячная температура января минус 23°C, июля плюс 18°C. Поселок Пионерный - самый ближайший населенный пункт, где располагаются общежития, в которых и проживают работники компании. Расположен он в 22 км восточнее от Первомайского месторождения. Через поселок Пионерный проходит насыпная грунтовая дорога с бетонным покрытием, которая соединяет его с городом Стрежевой и Игольско-Таловым месторождением, а зимой действует зимник, соединяющий его с Томском.

В Пионерном имеется свой аэропорт, принимающий самолеты типа АН-24, АН-26, которые доставляют работников с Томска. Доставка грузов выполняется в основном в весенне-летний период с помощью речного транспорта по рекам Обь и Васюган. К Первомайскому месторождению подходит линия электропередач. В поселке Пионерный расположены ремонтно-механические мастерские НГДУ и база обслуживания бурения. [1]



Рисунок 1 – Административное положение района

2. Состояние разработки

Первомайское нефтяное месторождение, является одним из наиболее крупным на территории Томской области, было открыто в 1969 году благодаря поисковой скважине 260.

Разведочные работы были проведены в период с 1969 по 1976 гг. проведены Томским территориальным геологическим управлением. Основным промышленно нефтеносным на месторождении является песчаный пласт надугольный толщи васюганской свиты. В 1976 году на месторождении произведен подсчет запасов нефти и растворенного газа, запасы утверждены в ГКЗ. Месторождение признано подготовленным к промышленному освоению и активная стадия разработки была запущена в 1981 году. К 1991 году более 90 % площади нефтеносности было охвачено эксплуатационным бурением. Из 793 эксплуатационных скважин на тот момент было пробурено 652. Это послужило основанием для пересчета на Первомайском месторождении запасов нефти и газа. В 1995 году утверждена новая технологическая схема разработки месторождения.

Сейчас разработка месторождения связана с пластами Ю₁¹, Ю₂¹ и вскрыта на глубине от 2340 до 2460 метров. Водонефтяной контакт на месторождении расположен на глубине 2420 метров.

Пласт представляет из себя песчаники с прослоями алевролитов и глин. Залежь нефти на Первомайском месторождении сводовая, пластовая, литологически экранированная. Высота залежи варьируется от 75 до 78 метров. Нефть на данном месторождении малосернистая, метановая и имеет плотность 0,83 г/см³. [2]

На 01.01.2015 г. на месторождении эксплуатируется 689 скважин, из них 489 добывающие, 181 нагнетательные и 19 водозаборных. Утвержденный проектный фонд составляет 747 скважин, добывающих 523, нагнетательных 205 и водозаборных 19. Реализация проектного фонда скважин составляет 92 %.

С самого начала эксплуатации Первомайского нефтяного месторождения здесь было добыто около 37,24 миллионов тонн нефти. Сейчас идет благоустройство двух добуренных кустов, а в течение нескольких лет запланировано добуривание данного месторождения.

Степень выработанности запасов Первомайского месторождения составляет около 67 %. Обводненность нефти на месторождении - 58 %. В настоящее время темп отбора нефти по отношению к начальным запасам составляет 2 %, а по отношению к текущим – 5 %. По масштабам добычи Первомайское месторождение занимает лидирующую позицию в Васюганском НГДР. Расчеты показывают, что до 2030 года основная добыча нефти в НГДР будет осуществляться за счет Первомайского месторождения.

Проанализировав фактические показатели дебита нефти и жидкости действующих скважин, можно сказать что компании удастся удерживать эффективность разработки залежей за счет проведения мероприятий по интенсификации притока к добывающим скважинам, уменьшению обводненности продукции и увеличению выработки запасов.

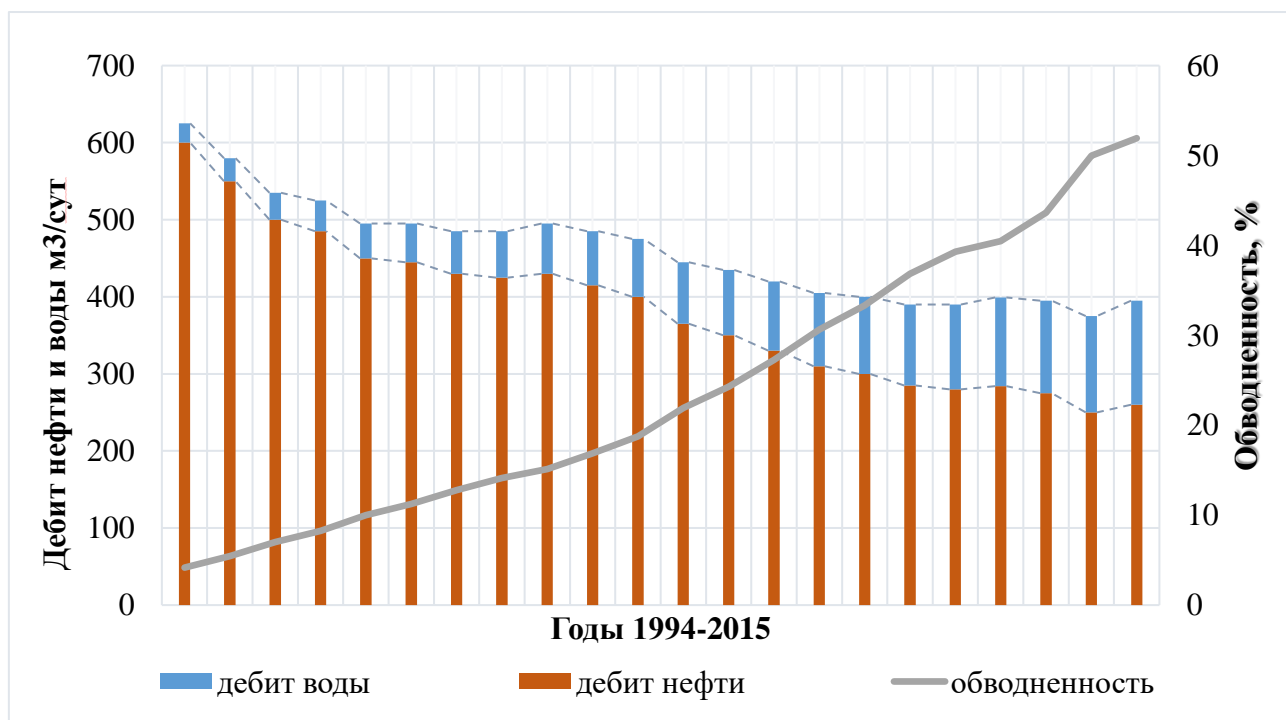


Рисунок 2. – Состояние разработки Первомайского месторождения.

Исходя из рисунка 2. можно пронаблюдать как дебит нефти уменьшается с 600 т/сут. до 300 т/сут. а дебит жидкости наоборот идет на увеличение и при этом обводненность продукции растет, и к 2015 году составляет около 50-60 %, и на сегодняшний день продолжает расти дальше.

В настоящее время Первомайское месторождение находится в стадии снижающейся добычи, что и подтверждают показатели состояния разработки, тем самым это и является поводом для развития и применения современных методов увеличения нефтеотдачи, которые способны обеспечить положительный эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтяных месторождений. [3]

3. Анализ проведенных мероприятий

На Первомайском месторождении в процессе всего периода разработки применяли различные виды мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов. В целом их можно разделить на несколько групп, а именно:

- зарезка боковых стволов (ЗБС);
- гидроразрыв пласта (ГРП);
- перфорационные работы (ПВР);
- физико-химические ОПЗ скважин;
- выравнивание профиля приемистости.

3.1. Зарезка боковых стволов

В последние годы в связи с прогрессом в бурении скважин стали широко применяться методы повышения эффективности работы старого фонда скважин.

Работы ведутся в следующих направлениях:

- углубление забоев скважин с целью вскрытия нижележащих нефтяных пластов в малодебитных или отработанных по основному объекту скважинах;
- забуривание вторых стволов в малодебитных или аварийных скважинах;
- бурение горизонтальных стволов из ранее пробуренных малодебитных или обводненных скважин.

Данные методы позволяют существенно (в 2-10 раз) повысить дебиты скважин при сравнительно меньших затратах, чем на бурение новых скважин.

Это направление для старых нефтедобывающих районов, наиболее перспективно. Для его развития имеются все необходимые условия: большой фонд пробуренных скважин, отработанность основных пластов в пробуренном

фонде скважин, наличие большого числа невыработанных пластов как в основном эксплуатационном объекте, так особенно в вышележащих отложениях.

Это позволяет забуривать горизонтальные стволы в различных частях разреза. Здесь могут буриться не только горизонтальные, но и горизонтально-разветвленные стволы.

Таким образом, в старых нефтедобывающих районах Западной Сибири все более широкое развитие приобретают технологии бурения боковых горизонтальных стволов из старых скважин (БГС). Они имеют ряд особенностей, связанных прежде всего с восстановлением и продлением срока использования пробуренного фонда скважин, решением задач по разработке ниже и выше залегающих нефтяных горизонтов, повышению КИН через уплотнение сетки и т.д. [4].

Технология реанимации скважин бурением БГС весьма эффективна, окупаемость высокая. Дебиты восстановленных скважин в зависимости от объектов и исполнителей колеблется от 4 до 20 т/сут, против первоначальных 0,8-2 т/сут. Стоимость работ составляет в среднем 30-40 % от стоимости новых скважин.

На Первомайском месторождении за весь период разработки проведено 10 операций по зарезке боковых стволов. Суммарная добыча нефти от ЗБС составляет 375,5 тыс. т. Эффективность проведения данного вида работ представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры работы скважин до и после проведения зарезок боковых стволов на скважинах Первомайского месторождения

№ скв.	Вид ствола	Дата остановки скважины	Параметры работы скважины до ГТМ			Дата ГТМ	Параметры работы скважины после ГТМ		
			Дебит нефти т/сут.	Дебит жидкости т/сут.	Обводненность %		Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости т/сут	Обводненность %
-	накл-направл.	янв.05	32,0	58,2	45,0	июн.06	2,9	69,3	95,8
-	накл-направл.	май.06	1,0	2,1	52,4	май.06	49,7	55,9	11,1
-	накл-направл.	дек.02	0,4	4,6	91,3	июн.07	-	-	-
-	накл-направл.	фев.98	0,6	1,5	60,0	авг.06	-	-	-
-	горизонт.	янв.01	0,5	44,6	98,9	фев.07	-	-	-
-	горизонтальный	фев.08	2,8	102,3	97,3	окт.08	6,2	258,2	88,7
-	горизонтальный	дек.08	5,9	65,5	91,0	сен.08	22,6	263,6	86,6
-	горизонтальный	авг.09	15,8	134,6	88,3	авг.09	34,9	296,9	89,9
-	горизонтальный.	сен.09	6,7	77,4	91,3	авг.09	17,6	208,8	87,2
-	горизонтальный	окт.09	9,3	94,3	90,1	ноя.09	25,5	261,5	85,2
Среднее значение			7,5	20,1	80,6		24,9	47,3	47,5

3.2. Перфорационные методы

Процесс создания отверстий в обсадных колоннах, пласте и в цементном камне с помощью специализированных скважинных аппаратов – называется перфорацией. Перфорация является основным методом, главная цель которой предусматривает вскрытие продуктивных пластов.

Перфорация делится на две большие группы – первичная, когда перфорация производится непосредственно после освоения скважин, так и вторичная, когда перфорация производится во время эксплуатации, с целью усиления притока флюида.

Эффективность перфорации определяется следующими параметрами:

- угол фазировки;
- диаметр отверстия, образовавшегося в результате перфорации;
- глубина пробиваемого канала;
- плотность заряда.

Эти параметры оказывают большое влияние на скин-эффект, который охарактеризовывает наличие дополнительных фильтрационных сопротивлений

в ПЗП и фактически показывает, как качественно произведено вскрытие продуктивного пласта. Таким образом, цель заключается в снижении влияния скин-эффекта, следовательно, чтобы этого достичь нужно правильно выбрать систему перфорации

В основном влияние на ПЗП оказывают плотность перфорации и длина каналов. В свою очередь размер каналов зависит от пробивной способностью перфораторов и от петрофизических особенностей коллектора. Наилучший приток флюида можно добиться от правильной выбранной фазировки. Существует фазировка по шахматной сетке, и по спирали.

Пулевая перфорация принцип действия основывается на огнестрельном оружии – пули, которые находятся в перфораторе, вылетают за счет энергии пороховых газов. Перфораторы – чаще всего имеют стальной корпус, в котором и размещают зарядные стволы, камеры, в которые и заряжают пули, а также воспламенительные устройства. Воспламенение происходит благодаря электровоспламенителям, электрозапалам и пиропатронам. Инициация взрыва зарядов, происходит с помощью электродетонаторов, капсул-детонаторов, взрывателей, детонирующих шнуров и взрыв-патронов. В скважину пулевые перфораторы попадают благодаря каротажному кабелю.

Объем работ по вторичному вскрытию пласта с помощью пулевой перфорации незначительны, так как данный вид перфорации имеет некоторые недостатки: недостаточная пробивная способность в условиях вскрытия пластов, сложенных из плотных пород. Присутствует сложность при сборке и зарядки. Существует опасность при обращении и перевозке. Также обладают малой производительностью (за одну спуска-подъемную операция они могут вскрыть только до 3 м продуктивного пласта с плотностью до 5 отверстий на 1 м).

Пулевую перфорацию рациональнее всего применять для вскрытия пластов, которые составлены из непрочных, слабосцементированных пород.

Предпочтение пулевой перфорации следует отдавать при вскрытии сыпучих пород. [5]

Действие кумулятивной перфорации основывается на пробивной способности высокоскоростных струй, которые состоят из полужидкого металла, образованных благодаря взрыву кумулятивного заряда.

Кумулятивные перфораторы по принципу устройства подразделяют на две большие группы, которые имеют разные способы герметизации: первая группа корпусные, а вторая бескорпусные. В корпусных перфораторах все заряды и средства инициирования помещены в один общий герметичный корпус, который извлекается из скважины после выстрела. В бескорпусных перфораторах каждый заряд заключен в индивидуальную герметичную разрушающуюся оболочку. Корпус и индивидуальная оболочка должны выдерживать гидростатическое давление и температуру внешней среды.

Торпедный перфоратор применяют для перфорации обсадных колонн и одновременного разрушения призабойной части пласта с целью улучшения условий притока жидкости к скважине.

Целесообразно использовать торпедные перфораторы при вскрытии пластов, представленных плотными породами с плохими коллекторскими свойствами.

Торпедную перфорацию производят посредством взрыва в них специальных зарядов (торпед).

Торпедирование скважин применяется с целью:

- вскрытия продуктивного горизонта;
- обрезания или отвинчивания бурильных труб при прихвате инструмента;
- разрушения забоя скважины для улучшения условий притока жидкости;

- разрушения упущенных или оставленных в скважине металлических предметов с целью облегчения дальнейшей проходки скважины.

Торпедную перфорация скважин обычно применяют в пластах, сложенных плотными породами и имеющих малую проницаемость (известняками, доломитами, крепкими песчаниками) и достаточно высокое пластовое давление.

При проведении гидropескоструйной перфорации пробивание каналов в стенках скважины осуществляется струей жидкости, содержащей от 50 до 100 кг/м³ хорошо отсортированного кварцевого песка или другого абразивного материала. Струи истекают из насадок (сопел) перфоратора при перепаде давления в насадке от 10 до 50 МПа со скоростью от 150 до 250 м/с.

В процессе истечения абразивной струи из насадок гидropескоструйного перфоратора образуются каналы – щели с высокой проницаемостью, вокруг которых не возникает уплотнение породы и не происходит деформации цементного камня или колонны.

Область применения гидropескоструйной перфорации постоянно увеличиваются. Если в начальный период он использовался только как высокоэффективное средство вскрытия пластов, то теперь стал применяться в качестве специального мероприятия, предшествующего осуществлению гидроразрыва или другим операциям по установлению гидродинамической связи пласта со скважиной, особенно в условиях развития коллекторов трещинного типа.

Оптимальные результаты при проведении гидropескоструйной перфорации можно наблюдать в подготовительных работах скважин к ГРП, особенно в скважинах, служащие для нагнетания воды в пласт. В некоторых случаях гидropескоструйная перфорация обеспечивает более результативное вскрытие пластов, в отличии от кумулятивной и пулевой перфорации.

Как и любая другая перфорация, ГПП имеет следующие недостатки: большие вложения, которые требуются для добычи и транспортировки кварцевого песка; так же для проведения ГПП необходимо: применение специальной рабочей жидкости, установка нескольких мощных насосных агрегатов, которые быстро подвергаются износу от действия абразива; так же из-за мощности насосных агрегатов и недостаточной прочности НКТ существует ограничение по глубине скважин (до 4 км); происходит размывание цементного затрубного камня; и невозможность создать депрессию во время проведения перфорации.

За все время разработки Первомайского месторождения проведено 352 перфорационных операции на объектах. Половина всех работ проводилась в комплексе с различными видами воздействия на ПЗП (кислотные обработки, обработки растворами ПАВ и т.п.). От проведенных работ дополнительно получено 2386,6 тыс.т нефти при средней технологической эффективности 6,7 тыс.т дополнительно добытой нефти на одну скважину.

3.3. Обработка ПЗП скважин кислотными композициями

Сталкиваясь с проблемой низкой продуктивности коллектора с высокой проницаемостью, как один из вариантов решения этой проблемы – можно предложить провести обработку скелета породы или матрицы кислотными композициями с целью растворения загрязнений и создания новых приточных каналов. Для проведения данной операции необходимо закачивание раствора кислоты в скважину для улучшения коллекторских свойств в около скважинном пространстве пласта.

Все это достигается путем закачивания химического реагента, рабочей жидкости при сравнительно низком давлении, чтобы не допустить разрыва пласта. Если сравнивать этот метод с разрывом под высоким давлением, то

кислотная обработка ПЗП — это немасштабная операция с невысокими материальными затратами [6].

Обработку чаще всего проводят растворами, получаемые при перемешивании плавиковой и соляной кислоты, а также при добавлении прочих реагентов. Соляная кислота и глинокислота, каждая по-разному вступает в реакцию с загрязнениями ПЗП и породой коллектора. Соляная кислота способна повышать продуктивность ПЗП, путем создания обходных каналов вокруг загрязненного участка.

Глинокислотная обработка предусматривает за собой цель скорее разблокировки существующих каналов путем растворения загрязнений, заполняющих промежутки поровых пространств.

Для предотвращения закупоривания мельчайшими частицами, не растворяющимися в растворе кислоты, применяют химическую систему, не содержащую собственно плавиковую кислоту, а создающую ее в результате ряда реакций, происходящих внутри пласта. Это помогает обеспечить значительную глубину проникновения и долгую продолжительность реакции для наибольшего растворения мелких частиц.

На скважинах Первомайского месторождения ГКО проводились с 1998 г. Для проведения глинокислотных обработок ПЗП использовались разные составы. Самый распространенный раствор - смесь соляной (HCl) и плавиковой кислоты (HF) с бифторидом аммония (БФА), также использовались такие растворы, как: (HCl+HF), (HCl +БФА), (БСК+БФА), (БСК+БФА+HF), (HCl, HF, ПАВ, вода), БСК Бензолсульфоокислота ($C_6H_6 = SO_3H$), бифторид фторид аммония ($NH_4F \times HF + NH_4F$).

За период с 1995 г. по 2015 г. проведено 76 солянокислотных, 32 глинокислотных и 15 глинокислотные обработки с добавлением ПАВ. После проведения ГКО положительный эффект получен на 108 скважинах, в 13

скважинах эффекта не получено, а по двум отсутствует информация о проведенных операциях.

Всего за период разработки месторождения было проведено 128 ОПЗ, дополнительная добыча нефти составила 236,8 тыс.т нефти, или 1,85 тыс.т дополнительно добытой нефти на одну скважину.

3.4. Выравнивание профиля приемистости

Одна из первоначальных задач, которую решают операции по выравниванию профиля приемистости - изменение кинематической составляющей потоков нагнетаемого рабочего агента путем локализации системы техногенных трещин с целью разработки тех запасов, которые сосредоточены в зонах и в пропластках, не охваченных выработкой.

Достигнуть этого при существовании подвижных трещин в призабойной зоне можно путем целенаправленного их тампонирования специальными составами с последующим поддержанием давления нагнетания на уровне, исключающем образование новых трещин. В большинстве случаев удается перераспределить темп закачки, т.е. снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых интервалов, а иногда их полная изоляция и, как следствие, подключение в разработку невыработанных интервалов пластов.

Для проведения ВПП использовались технологии с применением:

- волокнисто-дисперсных систем (ВДС);
- полимер-дисперсных систем на основе: полиакриламида и алюмохлорида и щелочного стока производства капролактама (ЩСПК), полиакриламида и ЩСПК и сернокислого алюминия (ЩПДС);
- осадкообразующих композиций на основе: силиката натрия, хлорида натрия и хлорида кальция (ОС), сернокислого алюминия (ДОС), сернокислого аммония (ДОС-2), хлорида аммония (ОХА), сернокислого

- натрия и хлорида кальция (КС-2), хлорида кальция и кальцинированной соды (КС-3);
- гелеобразующих силикатных композиций на основе силиката натрия и соляной кислоты (ГеОК);
 - биополимера БП-92;
 - вязкоупругих гелей на основе полиакриламида и сшивателя (ВУГ).

За период 1998-2015 гг. на объектах Первомайского месторождения проведено 365 операций, дополнительно получено 378,2 тыс. т нефти при средней технологической эффективности 1,03 тыс.т дополнительно добытой нефти на 1 скважину. [7]

3.5. Гидравлический разрыв пласта

Основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти Первомайском месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам, увеличению доли выработки запасов, улучшению условий притока флюидов к скважине, ограничению притока подошвенных и закачиваемых вод в добывающие скважины [7].

Одним из самых перспективных методов повышения продуктивности скважины и увеличения темпа отбора жидкости, на сегодняшний день является гидравлический разрыв пласта. ГРП может быть определен как метод механического воздействия на продуктивный пласт, при котором порода, благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида, разрывается по плоскости, имеющая наименьшую прочность.

Флюид, с помощью которого с поверхности на забой скважины направляется энергия, необходимая для разрыва, носит название – «жидкость разрыва». Под влиянием давления жидкости трещина начинает увеличиваться,

возникает ее тесная связь с системой естественных трещин, которые не вскрыты скважиной, и с зонами повышенной проницаемости.

Таким образом, ГРП способствует расширению области пласта, а в трещины, образованные с помощью разрыва транспортируется зернистый материал, называемый как проппант, который закрепляет трещины в раскрытом состоянии после того, как снизится избыточного давления.

В последнее время проведение ГРП преследует две главные цели:

- увеличить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- образовать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Результатом ГРП является улучшение проницаемости и как следствие, за счет этого и повышается дебит добывающих скважин или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в ПЗП и увеличения поверхности фильтрации скважины. Таким образом, увеличивается конечная нефтеотдача, благодаря включению в разработку слабо дренируемых зон и пропластков.

Данный метод имеет много различных технологических решений, которые во многом зависят от особенностей конкретного объекта и от целей, которую хочет достичь компания. Технологии ГРП можно различать, прежде всего, по количеству объема закачки технологической жидкости и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 0,01-0,05 мкм² обычно составляет 40-60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта. [8]

На Первомайском месторождении операции выполняются по разработанным технологиям компаний-подрядчиков ООО «КАТКОнефть», которые адаптированы специалистами к местным условиям.

Если рассматривать ГРП, как основной метод интенсификации то можно выделить, как положительные, так и отрицательные стороны данного метода. Положительный – увеличение нефтеотдачи, расширение области дренирования. Отрицательный – данный метод может привести к быстрому обводнению продукции или наоборот уменьшению дебита нефти, например, как на четырех скважинах при проведении мероприятий по ГРП положительный эффект не был получен.

В другом случае дебит нефти в скважине после проведения ГТМ уменьшился в 3,2 раза и составлял 3,6 т/сут, в то время как дебит жидкости остался практически без изменения, что повлияло на увеличение обводненности.

Также на еще одной скважине дебит нефти в скважине после проведения ГТМ уменьшился в 2 раза и составил 8,6 т/сут, при этом дебит жидкости увеличился в 1,3 раза и составил 25,9 т/сут. Также при проведении анализа встречались скважины, в которых дебит нефти в скважине после проведения ГТМ уменьшился аж в 8,2 и скважины, в которых показатели остались практически без изменений.

Наиболее интенсивно программа ГРП проводилась в 2000-2005 г. за этот период было проведено 95 операции. При столь интенсивном проведении программы ГТМ и как следствие интенсификации отбора пластовой жидкости существующая система ППД не смогла обеспечить поддержание пластового давления на необходимом уровне. Не выполнение проектных решений по формированию системы ППД привело в результате понижения пластового давления к падению дебитов жидкости скважин с ГРП за 2-3 г. от 30 до 60 %.

В последнее время очень часто ГРП проводится на скважинах, полученные сразу после освоения. Не имея истории добычи нефти, эффективность мероприятия по ним объективно оценить, не представляется возможным.

В целом по Первомайскому месторождению количество ГРП достигло 209 операции. Дополнительная добыча нефти в результате проведения ГРП составила 7985,3 тыс. т.

Исходя из вышесказанного, можно сделать такой вывод, что на месторождении было проведено 1084 мероприятий по интенсификации добычи нефти и увеличению нефтеотдачи пластов. В их число входит зарезка боковых стволов в количестве 10 операций, проведение ПВР – 352 операции, обработка ПЗП – 128 операций, 385 операции, связанные с выравниванием профиля приемистости, и 209 операций по проведению гидравлического разрыва пласта.

Всего за весь период разработки месторождения по состоянию на 01.01.2015 г. за счет указанных мероприятий было добыто 11443,1 тыс.т нефти. Количество мероприятий и расчет дополнительной добычи нефти от их проведения представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Количество мероприятий по интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов и дополнительная добыча нефти от их проведения

Вид ГТМ	Кол-во	Доп. добыча нефти, тыс.т	Эффект. проведения, т нефти/скв.опер.
Зарезка боковых стволов	10	375,5	37,55
Перфорационные методы	352	2386,6	6,7
Обработка ПЗП	128	236,8	1,8
Выравнивание профиля	385	458,8	1,2
Гидравлический разрыв пласта	209	7985,3	38,2
Итого	1084	11443,1	

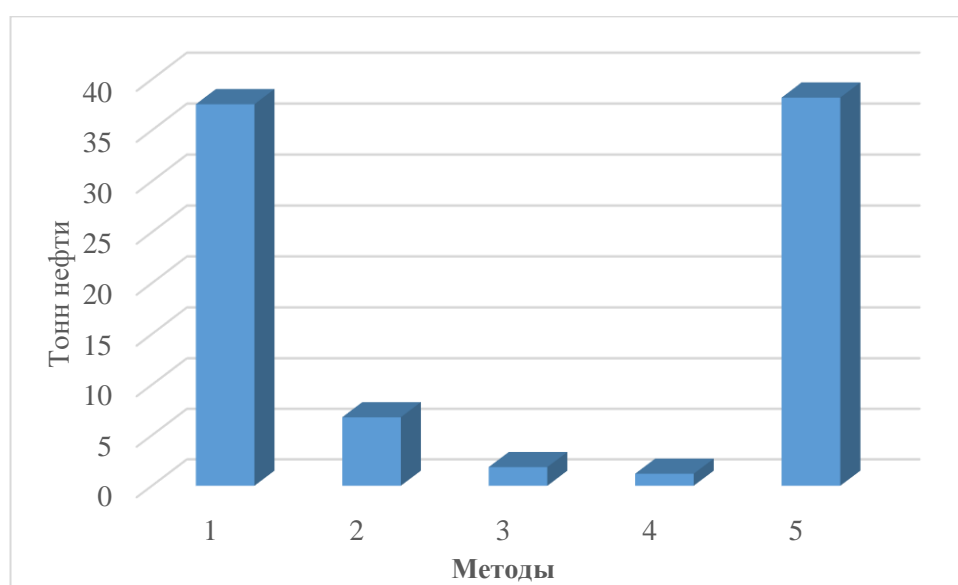


Рисунок 3. – Диаграмма эффективности проведения мероприятий (тонн нефти / на одну скважину)

4. Анализ ГРП как основного метода интенсификации

4.1. Основы механики ГРП

Рассмотрим кратко механику гидроразрыва пласта. Теория линейной упругости эффективна для описания напряжения и деформации в пласте и на вершине трещины.

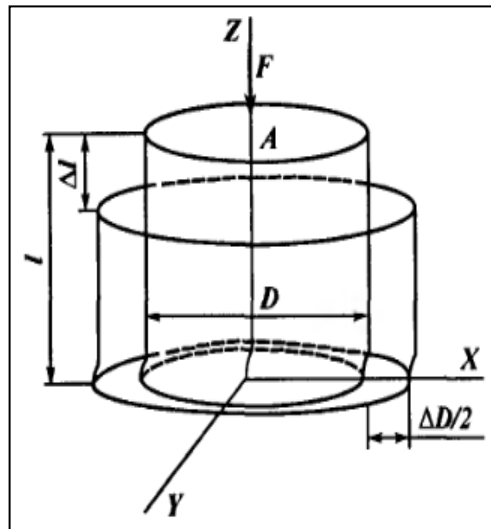


Рисунок 4.1. – Схема исследования породы на сжатие с одноосной нагрузкой

Пласт считается линейно-упругим, а деформации и напряжения, особенно на вершине трещины, можно описывать теорией упругости. Модуль Юнга и коэффициент Пуассона являются основными механическими параметрами, характеризующими деформацию породы, которые определяют экспериментально (рисунок 4.2.).

Модуль Юнга E и коэффициент Пуассона ν рассчитываются (рисунок 4.2.) по значению заданного вертикального напряжения σ_{zz} и вертикальной деформации ε_{zz} , предопределяющих деформации в горизонтальной плоскости $\varepsilon_{xx}=\varepsilon_{yy}$.

Кроме того, применяются косвенные методы определения перечисленных параметров по результатам интерпретации данных акустического каротажа. Это позволяет построить профили изменения их по разрезу скважины и точнее прогнозировать развитие трещины.

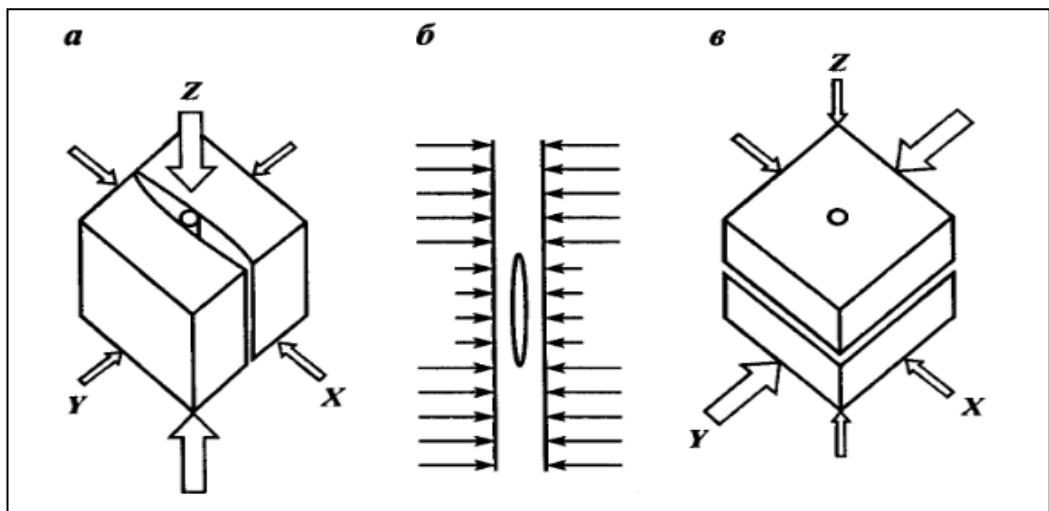


Рисунок 4.2. – Схема влияния пространственных напряжений на ориентацию трещины

Для описания напряженного состояния пласта используют чаще всего связи между параметрами породы, характеризующие деформацию, а именно:

- вертикальная деформация:

$$\varepsilon_{zz} = \Delta l / l, \quad (4.1)$$

где l – высота исследуемого образца;

Δl – линейная деформация этого образца.

- горизонтальная деформация:

$$\varepsilon_{xx} = \varepsilon_{yy} = \Delta D / D; \quad (4.2)$$

- Модуль Юнга как связь между напряжением и деформацией:

$$E = \sigma_{zz} / \varepsilon_{zz}; \quad (4.3)$$

- Коэффициент Пуассона:

$$\nu = \varepsilon_{xx} / \varepsilon_{zz}; \quad (4.4)$$

- Модуль сдвига:

$$V = \frac{E}{2(1+\nu)}; \quad (4.5)$$

- Модуль деформации в горизонтальной плоскости:

$$E' = \frac{E}{1 - \nu^2} \quad (4.6)$$

В линейной теории упругости концепция деформации в плоскости с модулем E' используется, чтобы уменьшить проблему пространственности. Деформации в плоскости - рациональное приближение в упрощенном описании ГРП. Важнейшее - как выбрать главную плоскость.

Влияние пространственных напряжений в пласте на развитие трещины показано на рисунке 4.3. Здесь величина стрелок пропорциональна напряжениям. Из рисунка 4.3, а видно, что вертикальная трещина развивается в пласте перпендикулярно к наименьшему горизонтальному напряжению (бокового горного давления).

Как свидетельствует опыт, на глубинах свыше 300-600 м. трещины имеют вертикальную ориентацию. На малых глубинах более вероятно распределение напряжений, для которого в пласте разовьется горизонтальная трещина. В случае, когда вертикальные напряжения в окружающих пластах больше, чем в пласте с трещиной, они ограничивают ее рост в высоту, как изображено на рисунке 4.3, б.

Поперечное сечение вертикальной трещины для большинства теоретических решений принимается таким, как изображено на рисунке 4.3, а, однако реально оно имеет значительно более сложную форму, такую как на рисунке 4.3, б. Изменения конфигурации трещины здесь, очевидно, обусловлены неравномерными боковыми напряжениями в пластах.

Для проектирования гидроразрыва необходимо знать высоту вертикальной трещины, так как ее длина обратно пропорциональна высоте. Из рисунка 4.3 видно, что поперечное сечение имеет чередующиеся сужение и расширение. Такие изменения обусловлены, очевидно, неоднородностью свойств породы в пластах и бокового горного давления. Перед проектированием гидроразрыва нужно изучить свойства пород и боковые напряжения в пластах, существенно влияющие на ширину трещины и давление во время его проведения.

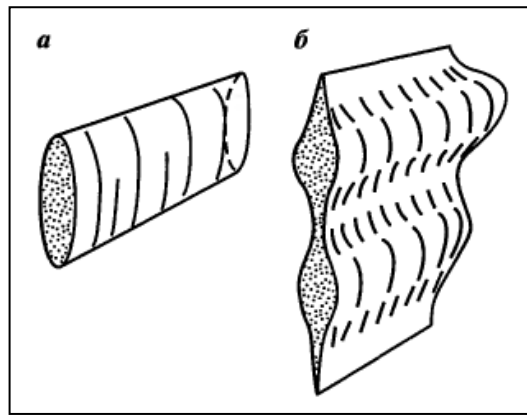


Рисунок 4.3. – Теоретическое (а) и возможное (б) сечения вертикальной трещины в пласте

Взаимосвязь между напряжениями и давлением гидроразрыва, определяемая как разность между давлением в трещине и боковым горным давлением, четко прослеживается после их сравнения на кривой. Увеличение боковых напряжений обуславливает рост давления, после его роста до максимального значения наблюдается быстрое снижение давления, вызванное, как будет объяснено далее, ростом высоты трещины. Определение напряжений в пластах при современном развитии технологии гидроразрыва лучше всего выполнять путем пробного нагнетания.

Итак, важнейшими факторами ориентации и роста вертикальных трещин являются местные поля напряжений и разность напряжений между сопредельными зонами пластов. На направление развития трещины гидроразрыва влияют региональные тектонические напряжения, так как трещины развиваются перпендикулярно к направлению главных наименьших напряжений. В антиклинальных складках, деформированных в направлении короткой оси с тектоническими нарушениями в этом направлении, трещины развиваются в этом же направлении, т.е. параллельно длинной оси.

Механизм раскрытия трещин (по теории упругости) описывается ниже. Рассмотрев применяемые модели развития трещины гидроразрыва, нашедшие свое практическое подтверждение по их приемлемости для описания этого

процесса, можно увидеть, что во всех теориях принимается эллиптическая форма развития трещины в горизонтальной плоскости.

Во время нагнетания жидкости и увеличения давления трещина развивается в ширину в форме эллипса в горизонтальной плоскости, в котором возникают деформации:

$$w(x) = \frac{4P_a}{E'} * (c^2 - x^2)^{0,5}, \quad (4.7)$$

где x – изменяющееся расстояние от скважины до вершины трещины;

c – полудлина трещины;

P_a – чистое давление, определяемое как разность между давлением в трещине и минимальным основным внешним напряжением, содействующим смыканию трещины.

Максимальная ширина трещины при ее входе в пласт для $x=0$

$$W_o = 4c p_n / E' \quad (4.8)$$

Механика трещинообразования основана на наблюдениях, свидетельствующих о том, что неоднородность структуры уменьшает способность сопротивляться разрыву. Еще в начале развития теории гидроразрыва А.С. Христианович, Ю.П. Желтов и Г.А. Барснблат (1955) заметили, что в вершине трещины максимальное напряжение становится неограниченным. Любая трещина (даже маленькая) может обусловить появление локальных напряжений, сравнимых с существующими.

Высокие напряжения, даже если они ограничены малой зоной, могут вызвать разрыв пласта. В применяемых моделях развития трещины допускается, что пласт является линейно-упругим. Критерием разрыва трещины по методу Гриффитса (1948) является прочность породы на разрыв. Введено понятие фактора интенсивности напряжений, определяемого как зависимость между полудлиной трещины c и постоянным давлением P_0 . [8]

4.2. Технология проведения ГРП

Необходимая техника для гидравлического разрыва пласта, перед началом работ по проведению ГРП устье скважины должно быть оборудовано специальной арматурой типа 1АУ-700 или 2АУ-700 (рисунок 4.5.) к которой подключаются агрегаты для нагнетания жидкостей для разрыва.

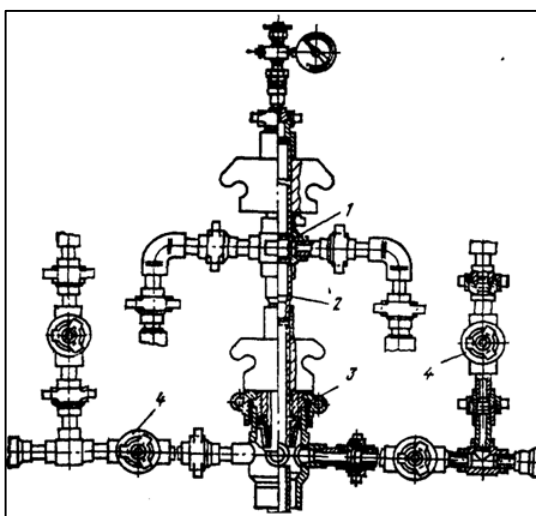


Рисунок 4.5. Арматура 2АУ-700: 1 - трубная головка (крестовина); 2 - патрубок; 3 - устьевая головка с сальником; 4 - пробковый кран

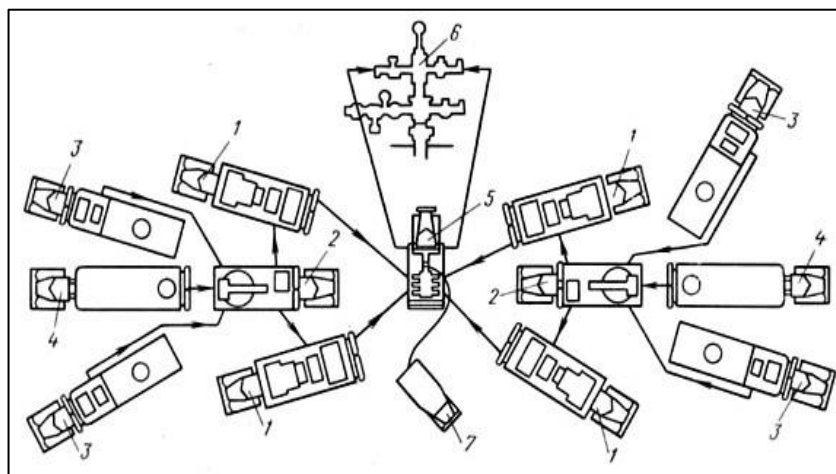


Рисунок 4.6. Схема расположения оборудования при ГРП: 1 - насосные агрегаты 4АН-700 или 5АН-700; 2 - пескосмесительные агрегаты типа 3ПА или 4ПА; 3 - автоцистерны для перевозки жидкостей ЦР-20; 4 - песковозы; 5 агрегаты для перевозки блока манифольда 1БМ-700; 6 -арматура устья 1АУ-700 или 2АУ-700; 7 - станция контроля и управления процессом

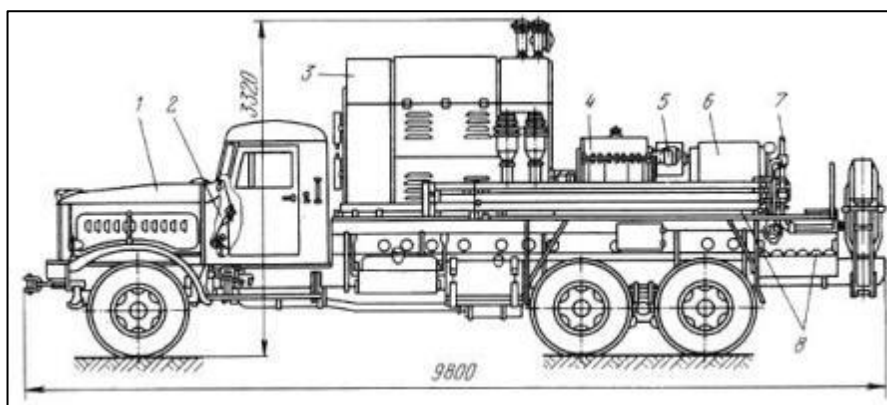


Рисунок 4.7. Насосный агрегат для ГРП 4АН-700: 1 - автомобиль КраЗ-257; 2 - кабина управления; 3 - силовой агрегат; 4 - коробка скоростей; 5 - муфта сцепления; 6 - насосный агрегат; 7 - выкидной маинфольд; 8 - соединительные трубы высокого давления

Насосные агрегаты 4АН-700 (рисунок 4.7.) и 5АН-700 изготавливают из износостойкого материала, монтируется на шасси трехосных грузовых автомобилей КРАЗ-257, максимальное давление этих агрегатов 70 Мпа, при подаче 6 л/с В качестве привода силовому агрегату используется дизельный двигатель 588 кВт. Двигатель установлен на платформе автомобиля и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса.

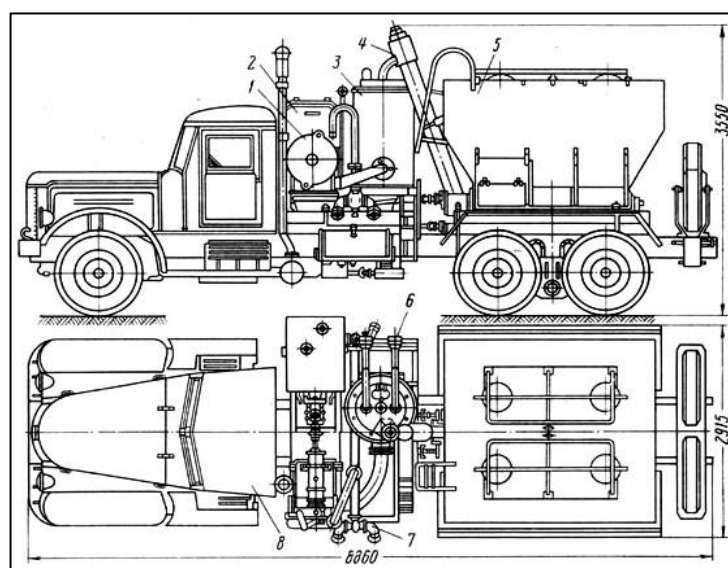


Рисунок 4.8. Пескосмесительный агрегат ЗПА: 1 - центробежный насос 4ПС; 2 - силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 - смесительное устройство; 4 - наклонный шнек; 5 - бункер для песка; 6 - приемный трубопровод; 7 - раздаточный трубопровод; 8 - автомобиль КраЗ-257

Для смешивания жидкости-пескосмесителя с песком применяются специальные пескосмесительные агрегаты типа ЗПА (рисунок 4.8.) или 4ПА, смонтированные на автомобилях с высокой проходимостью. Смешивание песка с жидкостью и подача смеси на прием насосных агрегатов механизирован.

Перевозка жидкостей, которые потребуются при ГРП, осуществляются в автоцистернах. При ГРП чаще используются автоцистерны ЦР-20, которые монтируются на автоцистернах 4МЗАП-522 и транспортируются сдельными тягачами КРАЗ-258. Кроме автоцистерны на шасси прицепа монтируется двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В.

Насосы приводятся в действие через коробку скоростей и редукторы от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м³, поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости с помощью паропередвижной установки в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В снабжен воздушным компрессором и имеет подачу 13 л/с, максимальное давление 1,5 Мпа при 140 ходах в минуту. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу 10-60 л/с (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости в пескосмесительный агрегат. Блок манифольда 1БМ-700 высокого давления с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки деталей манифольда предназначен для обвязки выкидных линий нескольких насосных агрегатов высокого давления и присоединения их к арматуре устья скважины.

Манифольдный блок транспортируется на специально изготавливаемой платформе вездеходного автомобиля. Для дистанционного контроля за процессом ГРП применяется станция КиП. Это станция комплектуется контрольно-измерительной и регистрируемой дистанционной аппаратурой, а также громкоговорителями и усилителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты оснащаются искрогасителями и располагаются радиаторами от скважины, чтобы можно было беспрепятственно отъехать при возможной аварийной или пожарной безопасности. [8]

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность подразумевает под собой добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Иными словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между лицом и обществом.

Целью данной главы является разработка правил для безопасного обеспечения работ, исследуемых в магистерской диссертации.

Проанализировав факторы рабочей зоны при проведении технологических исследований можно выделить следующие вредные факторы: шум от работы оборудования, некомфортные метеорологические условия, повышенный уровень электромагнитного излучения. Опасными факторами при работе являются образование взрывных смесей, электробезопасность. [12]

5.1. Анализ вредных производственных факторов

Охрана труда и техника безопасности в нефтяной промышленности имеет ряд специфических особенностей. Это пожароопасность производственных объектов, связанная с наличием углеводородов, которые легко воспламеняются, проникают через неплотности и зазоры, что вызывает необходимость разработки специальных мер по безопасности в тесной связи с противопожарной профилактикой. Большое значение для безопасности работников имеет герметизация оборудования, исключая загрязненность рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений.

Для нефтепромысловых предприятий характерна сложная производственная среда, воздействующая на машины и персонал. Влияние производственной среды на машины несомненно: вибрации приводят к

разрушению узлов и деталей машин, повышенная влажность, перепады температуры, наличие в воздухе различных примесей уменьшают их долговечность и т.д. Производственная среда может и косвенно, через человека, влиять на машины: недостаточная освещенность, повышенный уровень звука и прочие факторы могут привести к неправильным, приводящим к авариям, действиям человека в связи с его физическим или психическим утомлением. Машины, в свою очередь, могут влиять на состояние производственной среды, насыщая ее шумом, вибрацией, токсичными выбросами, выделением тепла, влаги, электричества и т.д.

Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействиям, коррозии, низким температурам и т.д., что приводит к нарушению прочностных характеристик и их преждевременному разрушению.

5.1.1. Отклонение показателей климата открытым воздухом

Больше всего осадков выпадает весной и осенью. Лето здесь довольно засушливое, грунт здесь песочный, поэтому при сильном ветре песок распространяется везде. Периодически случаются ливневые дожди. Зима довольно холодная, продолжается с октября до конца апреля. Средняя температура января составляет минус 20 °С, а самая низкая была зафиксирована минус 55 °С. Снежный покров держится с ноября до мая. Реки замерзают и покрываются слоем льда уже к концу ноября. Летний период не очень теплый, средняя температура июля составляет всего плюс 18°С.

Вышеуказанные метеорологические условия оказывают на работоспособность рабочего персонала. Для снижения вредного влияния природных факторов работающие обеспечиваются спецодеждой в соответствии с ГОСТ 12.1.005-76 Воздух рабочей зоны. [13]

5.1.2. Недостаточная освещенность

Свет – условие для работы глаза. Через центральную нервную систему свет оказывает влияние на общее нервно-психическое состояние, приводит к изменению частоты пульса и интенсивности некоторых процессов обмена веществ.

Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол.

Для улучшения яркости в поле зрения, работающих в производственных помещениях немаловажное значение, имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия системы освещения.

5.1.3. Повышенный уровень шума на рабочем месте

Большое значение имеет проблема производственного шума. На физическое состояние человека шум влияет следующим образом: провоцируются сердечно-сосудистые заболевания и язва желудка, нарушается обмен веществ, ослабляется внимание и человек быстро утомляется.

При текущем и капитальном ремонте, а также при обслуживании насосов рабочие подвержены интенсивному воздействию шумов. Обслуживающий персонал, работающий в насосной, снабжается индивидуальными средствами

защиты (наушники). Также для улучшения условий труда рекомендуется сооружать звукоизолированные кабины, устанавливать экран.

По воздействию шума на органы слуха различают три формы: утомление, шумовая травма и профессиональная тугоухость.

Требования безопасности предусматривают несколько мероприятий для снижения шума: технические средства борьбы с шумом (уменьшение шума машин в источнике, применение технологических процессов, при которых уровень звукового давления на рабочих местах не превышает допустимые, и др.); строительно-акустические; дистанционное управление шумными машинами; использование средств индивидуальной защиты; организационные (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях, лечебно-профилактические и другие мероприятия). При необходимости разрабатываются коллективные или индивидуальные меры по их снижению (таблица 5.1.)

Таблица 5.1. – Предельно допустимые уровни звукового давления [14].

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звуча (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.1.4. Вредные вещества

В нефтяной промышленности применяют вещества, которые при воздействии на работающих могут вызвать кратковременное или длительное нарушения функций организма, ослабить защитные силы организма.

Выделяют технологические, технические и объемно–планировочные средства нормализации воздуха рабочей зоны и индивидуальные средства защиты от вредных примесей.

Технологические методы нормализации воздуха рабочей зоны должны исключать или резко ограничивать процессы и операции, сопровождающиеся выбросом в рабочую зону вредных газов, паров, аэрозолей.

Таблица 5.2. – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ. [15]

Вредное вещество	ПДК, мах.разовая, мг/м ³	ПДК, среднесуточная, мг/м ³
Диоксид серы	0,5	0,05
Диоксид азота	0,085	0,085
Оксид углерода	3,0	1,1
Сероводород	0,08	0,008
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Толуол	0,6	0,6
Ксилол	0,2	0,2
Сажа	0,15	0,05

В таблице представлена основные вредные и опасные производственные факторы, имеющие место быть в нефтяной отрасли.

Таблица 5.3. – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы:

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Закачка реагента посредством МБРХ, СУДР	Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	Статическое электричество	ГОСТ 12.1.005-88, ГОСТ 12.1.038-82, ПБ НГП
Опрессовка нагнетательной линии МБРХ, закачка химического реагента под давлением	Повышенный уровень шума на рабочем месте	Повышенное давление	ГОСТ 12.1.007-76; Стандарт АО «Томскнефть» ВНК Порядок и организация проведения работ повышенной опасности п.3.1.5
Обработка скважин и обсуживание СУДР в теплое время года	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	-	ГОСТ 12.1.007-76
Обработка скважин и обсуживание СУДР в холодное время года	Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе	-	СанПиН 2.2.4.548-96
Работы в местах возможного обитания медведей, клещей	-	Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	ГОСТ 12.1.008-76

5.2. Анализ опасных производственных факторов

5.2.1. Электробезопасность.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического поля.

Действие электрического тока на организм человека носит разносторонний характер. При поражении электрическим током могут

возникнуть: электрические травмы, поражение отдельного участка тела или органа человека (ожоги, металлизация кожи, электрические метки, механические повреждения) и электрические удары (шоки), действующие на организм в целом.

Проходя через организм электрический ток производит термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое воздействие проявляется в нагреве тканей вплоть до ожогов отдельных участков тела, перегрева кровеносных сосудов и крови, что вызывает в них серьезные функциональные расстройства. Электролитическое действие вызывает разложение крови и плазмы. Биологическое действие выражается разложением и возбуждением живых тканей организма, что может сопровождаться судорожным сокращением мышц, в том числе мышц сердца и легких. При этом могут возникнуть различные нарушения в организме, включая нарушения и даже полное прекращение деятельности сердца и легких, а также механические повреждения. Любое из этих может привести к электрической травме.

Защитные меры

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ “ССБТ Электробезопасность. Общие требования являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства. [16]

5.2.2. Механические опасности

Любой объект, который может причинить человеку травму в результате контакта самого объекта (или его частей) с человеком, несет в себе механическую опасность, например, станки-качалки штанговых глубинных насосов, буровые установки, машины и оборудования для капитального ремонта

скважин (КРС). Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного или вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты [17].

5.2.3. Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. [17]

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением, например, блог водораспределительной гребенки (БВГ).

5.3. Охрана окружающей среды

Проблема охраны окружающей среды и обеспечение экологической безопасности охватывает все сферы жизнедеятельности человека. В наше время сложилась тревожная экологическая обстановка. Растут объемы промышленных отходов; больше 2/3 источников загрязнены, происходит опасное загрязнение подземных вод. Часть продуктов питания опасно использовать в пищу. Растет заболеваемость аллергическими, онкологическими и другими заболеваниями.

Нефтяная и газовая промышленность является одним из наиболее опасных отраслей по загрязнению окружающей среды.

При разработке нефтяных и газовых месторождений проводят следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение оборудования открытых фонтанов, а также потерь нефти и газа в процессе добычи (установка на устьях скважин, оборудованных ШГН сальников высокого давления);
- герметизация насосного оборудования, фонтанной арматуры, трубопроводов, резервуаров и других нефтепромысловых сооружений;
- комплексное рациональное использование природного и попутного газа и нефти; повышение нефтеотдачи пласта за счет внедрения новых методов интенсификации добычи.

Характер и возможные источники загрязнения

При бурении, добыче, сборе и транспорте нефти имеет место загрязнение почв и грунтов. Его можно условно разделить на три типа: нефтяное загрязнение, загрязнение нефтепромысловыми сточными водами (НСВ) и смешанное (нефтью и НСВ).

Загрязнение почв происходит при нарушении герметичности нефтепроводов, водоводов со сточной водой, при утечках жидкости с ДНС, ГЗНУ, КНС, при проведении ремонтов скважин и т.д. [18]

5.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

5.4.1. Пожарная безопасность

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми.

Вода в настоящее время пока остается наиболее распространенным и наиболее доступным средством пожаротушения. Для тушения пожара предусмотрена система пожарного водоснабжения, указания по которому даны СНиП 11-58-75 (Электростанции тепловые) и в СНиП 11-34-74 (Водоснабжение. Наружные сети и сооружения).

В мерах пожарной безопасности операторы по добыче нефти в процессе работы должны поддерживать порядок и чистоту на площадке вокруг скважин. Вокруг скважин нельзя разбрасывать ветошь, допускать разлива нефти. В случаях разлива надо очистить площадку от нефти, а затем засыпать песком.

Для тушения пожара в качестве огнегасительных средств используют воду в виде пара или в распыленном виде, инертные газы (CO_2 , N_2), пены, порошки. Для тушения находящихся под напряжением электросетей используют углекислоту. В насосных станциях применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

Для контроля за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

Мероприятия по противопожарной безопасности проводятся в АО «Томскнефть» ВНК в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-A.5-70.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- пожарные центробежные насосы ПН-30К;
- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;

- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Контроль за соблюдением правил пожарной безопасности ведут сотрудники государственного пожарного надзора. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009 [19]

5.4.2. Открытое фонтанирование

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация разгерметизация оборудования. Результат – разлив нефтепродукта.

Основными мероприятиями, обеспечивающими безопасную эксплуатацию Термохимической установки и резервуарного парка, являются:

- ведение технологического режима строго в пределах, заданных технологической картой параметров;
- соблюдение правил технической эксплуатации установок и оборудования в строгом соответствии с действующими инструкциями, нормами и правилами;
- выполнение правил безопасности ведения огневых и газоопасных работ;

Наиболее опасные места на территории цеха:

- резервуарные парки: РВС-1-8, РВС-9-11, РВС-16-19.
- сырьевая насосная ТХУ-1, сырьевая насосная ТХУ-2, товарная насосная, нефтяная
- насосная очистных сооружений, канализационная насосная, насосная подтоварной воды, -насосная реагентного хозяйства.
- площадки печей нагрева ПТБ-10, включая ГРУ.

- площадки узлов учета нефти.
- склад хранения деэмульгаторов.
- арочник ТПУ-1600.
- заглубленный резервуар ЖБР-400.
- шламонакопитель.
- воспламенение веществ и оборудования;
- стихийные бедствия и т.п.

Основные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение технологического процесса:

- контроль за процессом производства осуществляется в операторных, где расположены приборы КИПиА, сигнализации. Необходимые параметры ведения процесса контролируются и регулируются с записью отдельных параметров в Режимные листы;
- на аппаратах, где это необходимо, предусмотрена установка соответствующих приборов КИПиА;
- печи нагрева ПТБ-10 снабжены блокировкой, отключающей подачу газа при превышении параметров работы печи;
- насосные агрегаты снабжены блокировкой, отключающей агрегат при нарушении параметров работы насоса;
- для освобождения оборудования в случае аварии предусмотрена аварийная емкость ЕП-10.

Газосигнализаторы СТМ-10 обеспечивают предупреждающую световую и звуковую сигнализацию при концентрации горючих газов 20% и 40% от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКВП). Сигналы подаются в операторную.

5.5. Организационные мероприятия по промышленной безопасности

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,

- Расстановка техники согласно технологической схеме,
 - Технологические перерывы,
 - Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
 - Контроль за технологией подачи ингибитора в скважину руководителем группы производственного контроля (РГПК)
 - Проведение повторных инструктажей по технике безопасности
- Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

Непосредственное обучение сотрудников на рабочих площадках даст положительные результаты.

Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации были получены следующие результаты:

1. Дополнительная добыча нефти от анализируемых мероприятий составляет 11443,1 тыс. т. Что в свою очередь 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 375,5 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 самым основным методом интенсификации добычи нефти. Его применение будет оправдано как на скважинах из освоения, так и на скважинах, находящихся в процессе эксплуатации. Всего от проведения 209 гидравлических разрывов пласта дополнительно получено 7985,3 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 2386,6 тыс. т нефти. А от проведения 128 обработок призабойной зоны пласта, дополнительная добыча нефти составила 236,2 тыс. т нефти.

5. Несмотря на снижение 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 385 работ по выравниванию профиля приемистости дополнительно получено 458,2 тыс. т. нефти.

Опираясь на исследуемые данные, был сделан вывод, что самым эффективным методом, который применялся на Первомайском месторождении, является ГРП.

После проведенного анализа и расчетов в специальной части работы можно сделать следующие выводы: ГРП на Первомайском месторождении является самым эффективным на сегодняшний день методом интенсификации, так как позволяет значительно увеличить дебит и снизить обводненность продукции, увеличить нефтеотдачу пластов и реанимировать скважины, находящиеся в бездействующем фонде. Данный метод позволяет не только стабилизировать уровень добычи нефти, но и увеличить его.

Критерием подбора для расчёта ГРП была выбрана скважина на которой планируются проводится данная технологическая операция.

Расчетами обоснована технологическая эффективность, которая заключается в увеличении дебита нефти в 2,2 раза после проведенного мероприятия, что влечет за собой положительный экономический эффект.

Список использованных источников

1. Авторский надзор за разработкой месторождений АО «Томскнефть» ВНК за 2010 г. Первомайское месторождение / П.В. Молодых, С.И. Алексеев, Т. П. Еремеева, О.С. Гнова, И. В. Бородич – Томск, 2012 г. – 217 с.
2. Резниченко В.А. Корреляция верхнеюрских пластов-коллекторов на территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК. / Томск, 2000 г. – 105 с.
3. Багаутдинов А.К. Технологическая схема разработки Первомайского месторождения. /А. К. Багаутдинов - Томск, 1984 г. – 108 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: Недра, 2009, 552 с.
6. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
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. Меликбеков А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта: Учебное пособие. - М.: Недра, 1967. -141 с.
9. Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов, Москва, 2000 г.
10. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
11. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений при разработке нефтяных месторождений для поздней стадии эксплуатации. - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006. - 160 с

12. 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.
13. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990
14. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.005-76 Воздух рабочей зоны.
16. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
17. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов. - М.: Недра. 1987. – 247 с.
18. Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ю. Шеметов. – М.: Недра, 1997. – 485 с.
19. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
20. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003, 638 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

1. 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.

2. 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.

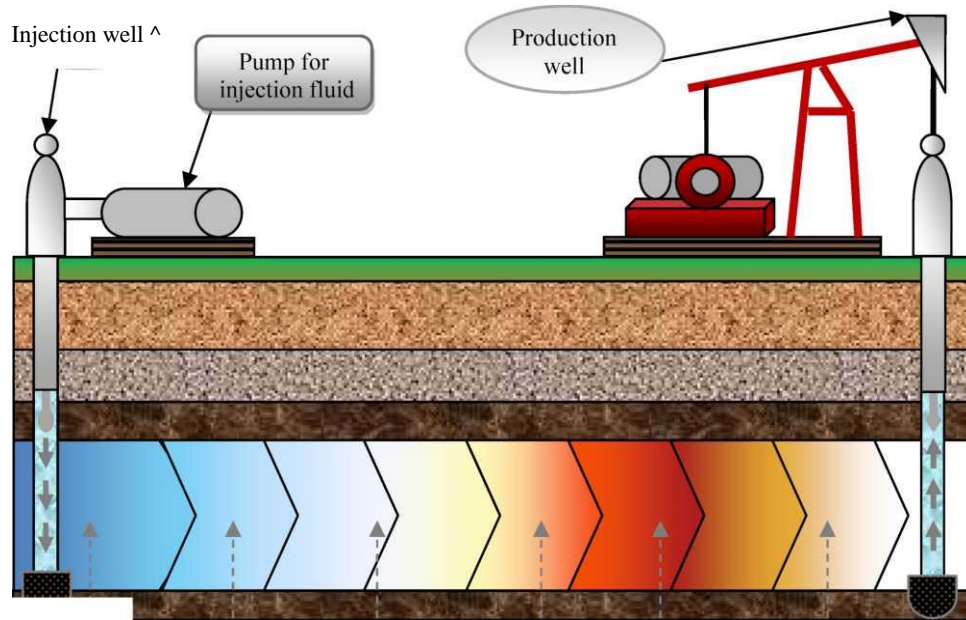


Figure 1.1. Chemical flooding, which is the injection of water and chemicals. Besides the economic point of view, the complexity rises as several additional tasks such as preflush of the reservoir and injection of additional fluids must be applied to accomplish an efficient process.

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.

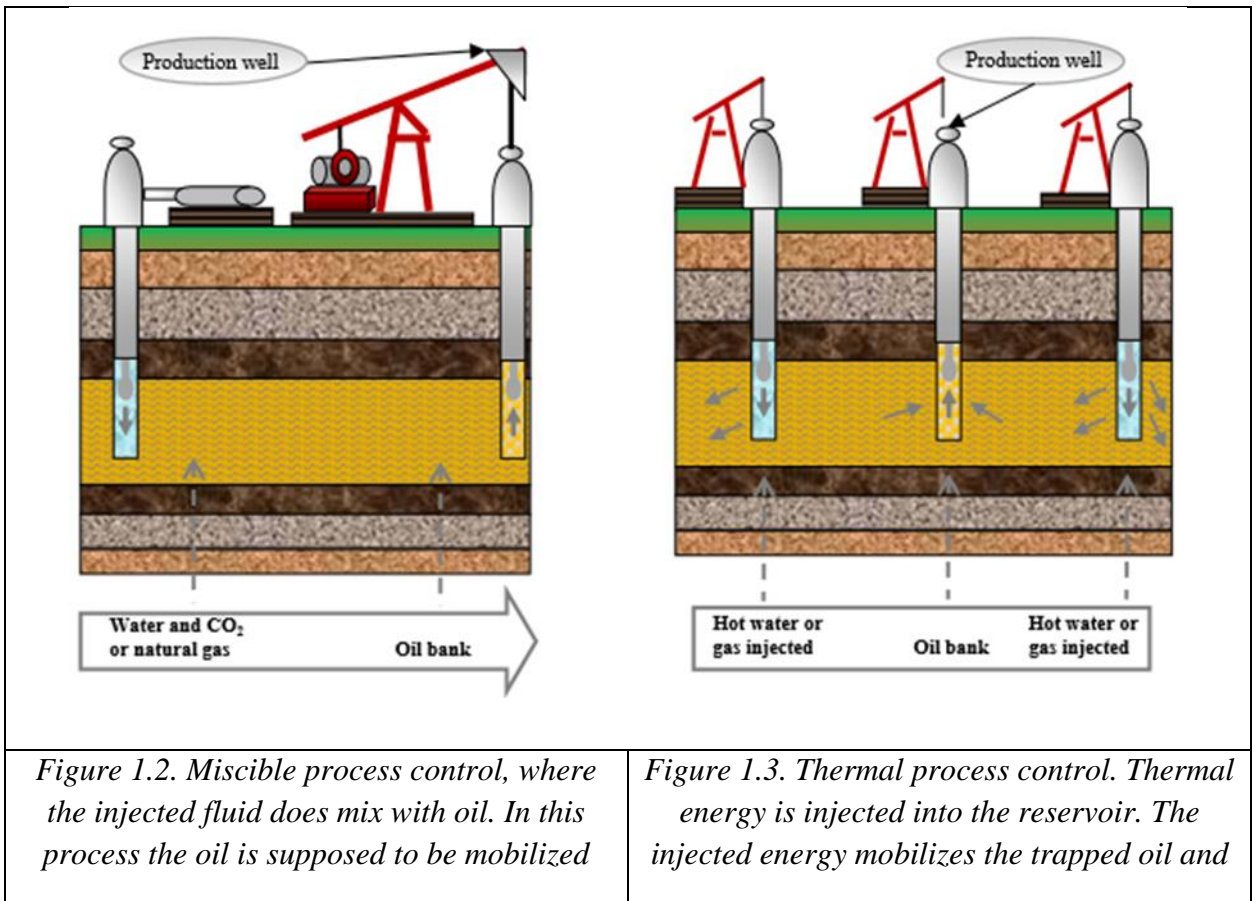


Figure 1.2. Miscible process control, where the injected fluid does mix with oil. In this process the oil is supposed to be mobilized

Figure 1.3. Thermal process control. Thermal energy is injected into the reservoir. The injected energy mobilizes the trapped oil and

3. 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.

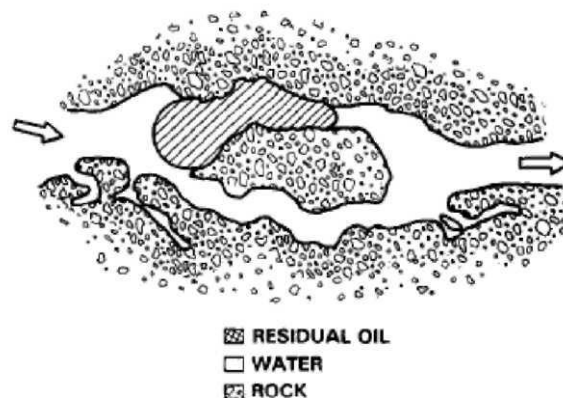


Figure 1.4. Principle of flooding, where residual oil is trapped in the reservoir, [O'Brien, 1982]. For the movement of oil through the narrow capillary pores, very low oil/water interfacial tension (IFT) is required; preferably ultra low IFT at 0.001 mN/m is desirable.

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.

3.1. 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.

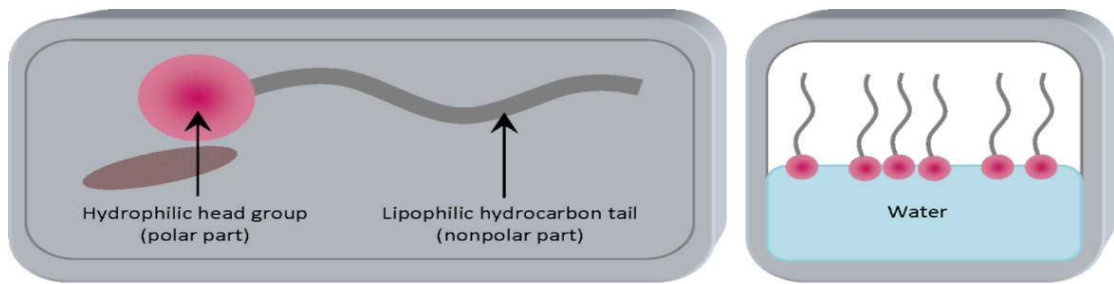


Figure 1.5. Surfactant molecule and surfactant orientation in water. Surfactants are also referred to as amphiphile molecules because they contain a nonpolar 'tail' and a polar 'head'-group within the same molecule. [Green and Willhite, 1998, p.241].

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.

3.2. 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)	$CH_3(CH_2)_n SO_3^- Na^+$
Sodium dodecyl benzene sulfonate	$CH_3(CH_2)_{11} C_6H_4 SO_3^- Na^+$
Cationic	
Cetyltrimethylammonium bromide (CTAB)	$CH_3(CH_2)_{15} N(CH_3)_3 Br^-$
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.

3.2.1. 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^+).

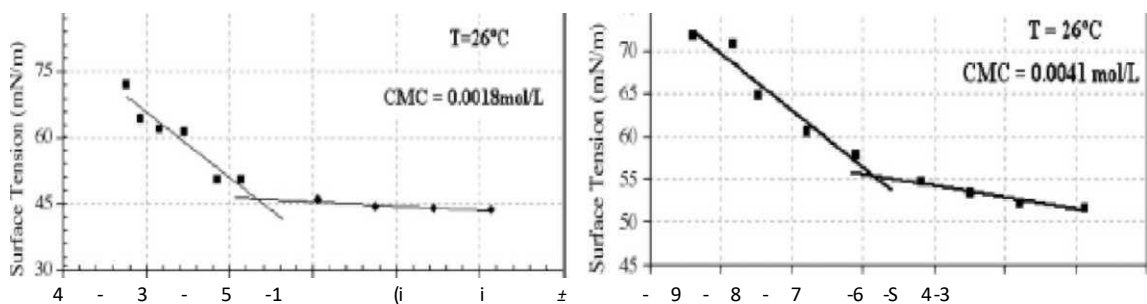
Wu et al. (2005) have investigated a series of branched alcohol propoxylate sulfate surfactants for the application in EOR. Their investigations show that the number of propoxylate groups has a significant influence on the IFT, the optimal salinity and the adsorption. Optimal salinity and adsorption 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.

3.2.2. 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.



(A) (B)

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.

3.2.3. 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.

3.2.4. 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.

The different AMNS were studied with respect to the IFT and the optimum salinity. It was concluded that the AMNS tetradecyl methyl naphthalene 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.

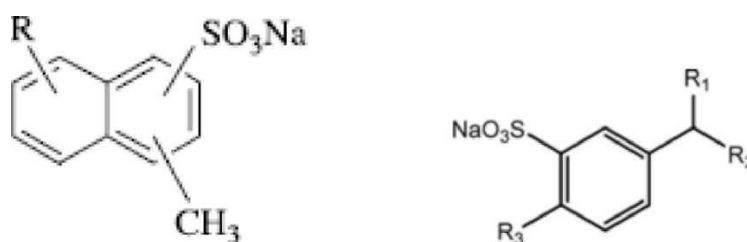


Figure 1.7. The structural formula of the alkyl methyl naphthalene sulfonates (AMNS). left. and alkyl benzene sulfonates (LAS). right.

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.