

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.43

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванов Владимир Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Чеканцева Лилия Васильевна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Галкин Владислав Михайлович	к.ф-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г-м.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общепрофессиональные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Иванов Владимир Александрович

Тема работы:

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>115-23/с от 25.04.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Обзор международного опыта применения технологии ASP-заводнения. Механизм вытеснения нефти при ASP-заводнении. Геологические условия применения ASP-заводнения. Технологический процесс проведения мероприятий по ASP-заводнению на нефтяных месторождениях. Сравнительный анализ применения различных химических МУН при разработке месторождений. Анализ влияния состава химической оторочки на эффективность ASP-заводнения. Изучение поверхностного натяжения и закономерностей адсорбции ПАВ из водного раствора на твердых адсорбентах и на границе с нефтью.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Изучение поверхностного натяжения и закономерностей адсорбции ПАВ из водного раствора на твердых адсорбентах и на границе с нефтью	Старший преподаватель ОНД ИШПР Чеканцева Лилия Васильевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, к.т.н. Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	26.04.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Чеканцева Лилия Васильевна			26.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванов Владимир Александрович		26.04.2023

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года _____

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б95	Иванов Владимир Александрович

Тема работы:

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.05.2023	Сравнительный анализ применения различных химических МУН при разработке месторождений	100
12.05.2023	Анализ эффективности применения технологии ASP-заводнения при разработке нефтяных месторождений	100
19.05.2023	Изучение поверхностного натяжения и закономерностей адсорбции ПАВ из водного раствора на твердых адсорбентах и на границе с нефтью	100
26.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	100
02.06.2023	Социальная ответственность	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Галкин Владислав Михайлович	к.ф-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванов Владимир Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 102 страниц, в том числе 31 рисунок, 42 таблицы. Список использованной литературы включает 54 источника. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: ASP-заводнение, ASP раствор, коэффициент охвата пласта, коэффициент вытеснения нефти, увеличение нефтеотдачи, ПАВ, поверхностное натяжение, адсорбция.

Объектом исследования является технология ASP-заводнения.

Область применения: нефтяные месторождения с реализуемой системой ППД.

Цель выпускной квалификационной работы – анализ эффективности применения технологии ASP-заводнения при разработке нефтяных месторождений.

В процессе исследования был подробно рассмотрен механизм действия компонентов ASP раствора, проанализированы геологические условия применимости технологии ASP-заводнения, определено влияние состава оторочки на эффективность ASP-заводнения, обобщен порядок реализации технологии на нефтяных месторождениях и проведен анализ эффективности применения различных химических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выявлены преимущества применения технологии ASP-заводнения в сравнении с другими химическими методами увеличения нефтеотдачи пластов, определена экономическая эффективность применения технологии ASP-заводнения, исследована модельная система по изучению поверхностных явлений для подбора ПАВ при проведении технологии ASP-заводнения, рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, а также приведены необходимые меры по устранению или снижению их негативного влияния.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	11
1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ХИМИЧЕСКИХ МУН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	12
1.1 ПАВ-заводнение	12
1.2 Полимерное заводнение	13
1.3 Щелочное заводнение	14
1.4 ПАВ-полимерное заводнение	16
1.5 ASP- и SAP-заводнения.....	16
1.6 Сравнение эффективности различных химических МУН.....	16
1.7 Заключение по разделу.....	18
2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	19
2.1 Обзор международного опыта применения технологии ASP-заводнения.....	19
2.2 Геологические условия применимости технологии ASP-заводнения.....	22
2.3 Механизм действия ASP-заводнения.....	23
2.3.1 Действие ПАВ компонента	24
2.3.2 Действие щелочного компонента	27
2.3.3 Действие полимерного компонента	28
2.3.4 Синергия компонентов ASP.....	30
2.4 Влияние состава химической оторочки на эффективность ASP-заводнения.....	31
2.4.1 Влияние щелочи и полимера на поверхностное натяжение растворов ПАВ.....	32
2.4.2 Влияние щелочи и ПАВ на вязкость полимерных растворов	33
2.4.3 Влияние полимера, щелочи и ПАВ на нефтеотдачу при ASP-заводнении	34
2.4.4 Оптимальный состав ASP-оторочки	37
2.5 Реализация технологии ASP-заводнения на нефтяных месторождениях	38
2.5.1 Лабораторные исследования.....	39
2.5.2 Полевые испытания с маркерами	42
2.5.3 Технологический процесс проведения мероприятий по реализации технологии ASP-заводнения	43
2.6 Заключение по разделу.....	45
3 ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ АДСОРБЦИИ ПАВ ИЗ ВОДНОГО РАСТВОРА НА ТВЕРДЫХ АДСОРБЕНТАХ И НА ГРАНИЦЕ С НЕФТЬЮ.....	47
3.1 Применяемое оборудование и материалы.....	49
3.2 Методика проведения эксперимента	50
3.2.1 Адсорбция на границе твердое тело – жидкость	50
3.2.2 Адсорбция на границе жидкость – жидкость.....	55
3.3 Обработка полученных результатов	57

3.3.1	Адсорбция изопропилового спирта на твердых адсорбентах	57
3.3.2	Адсорбция изопропилового спирта на границе с нефтью	61
3.4	Анализ результатов исследования	63
3.5	Заключение по разделу.....	64
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1	Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	67
4.2	Нормативная база для расчета сметы на выполняемые работы.....	68
4.3	Расчет сметной стоимости работ.....	69
4.3.1	Расчет амортизационных отчислений.....	69
4.3.2	Расчет материальных затрат	70
4.3.3	Расчет заработной платы работников	71
4.3.4	Расчет отчислений во внебюджетные фонды	71
4.3.5	Расчет суммарных затрат на реализацию технологии ASP-заводнения.....	72
4.4	Обоснование экономической эффективности применения технологии ASP-заводнения.....	73
4.4.1	Исходные данные для обоснования экономической эффективности применения технологии ASP-заводнения.....	73
4.4.2	Расчет экономической эффективности применения технологии ASP-заводнения...73	
4.4.3	Обоснование эффективности инвестиционного проекта.....	76
4.5	Заключение по разделу.....	79
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	82
5.2	Производственная безопасность	84
5.2.1	Анализ потенциально вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	85
5.2.2	Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия	86
5.3	Экологическая безопасность	89
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	90
5.5	Заключение по разделу.....	91
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
	СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ БАКАЛАВРА	94
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	95
	Приложение А	100

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день в России большая часть запасов нефти добывается с месторождений, открытых в 60-80-х годах прошлого столетия. При этом конечный коэффициент нефтеотдачи таких месторождений обычно составляет не более 35 %, что свидетельствует о том, что практически около $2/3$ от начальных геологических запасов нефти (НГЗН) после разработки остается в залежи.

Возможным решением данной проблемы может стать применение инновационных методов увеличения нефтеотдачи, технологически подразумевающих использование различных химических реагентов для комплексного воздействия на сильно истощенные и обводненные нефтеносные пласты. К числу таких методов относится технология ASP-заводнения, заключающаяся в комплексном воздействии на пласт трехкомпонентной смесью (щелочь-ПАВ-полимер) с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти, коэффициента охвата пласта и, как следствие, увеличение конечного КИН. Согласно лабораторным исследованиям и полевым испытаниям синергетическое сочетание данных компонентов позволяет снизить остаточную нефтенасыщенность на 20-30 % и увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи пластов на 15-25 % в зависимости от геологических и фильтрационных особенностей конкретных месторождений.

Актуальность: применение технологии ASP-заводнения взамен существующим химическим МУН для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ эффективности применения технологии ASP-заводнения при разработке нефтяных месторождений.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

1. Выполнить сравнительный анализ применения различных химических МУН при разработке месторождений;
2. Выполнить комплексный обзор международного опыта применения технологии ASP-заводнения при разработке нефтяных месторождений;
3. Изучить механизм и геологические условия применения технологии ASP-заводнения;
4. Определить влияние состава химической оторочки на эффективность применения технологии ASP-заводнения;
5. Обобщить технологический процесс реализации ASP-заводнения на нефтяных месторождениях;
6. Исследовать модельную систему по изучению поверхностных явлений для подбора ПАВ при проведении технологии ASP-заводнения.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ASP** – alkaline-surfactant-polymer;
- ПАВ** – поверхностно-активное вещество;
- ПВД** – поддержание пластового давления;
- НГЗН** – начальные геологические запасы нефти;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;
- хМУН** – химические методы увеличения нефтеотдачи;
- SAP** – surfactant-alkaline-polymer;
- АПАВ** – анионные поверхностно-активные вещества;
- КПАВ** – катионные поверхностно-активные вещества;
- НПАВ** – неионогенные поверхностно-активные вещества;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ПАА** – полиакриламид;
- ГПАА** – гидролизованый полиакриламид;
- PV** – pore volume;
- PHRAM** – partially hydrolyzed polyacrylamide;
- SDS** – sodium dodecyl sulfate;
- СПД** – Салым Петролеум Девелопмент;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ОФП** – относительные фазовые проницаемости;
- IPV** – inaccessible pore volume;
- ЗКЦ** – заколонная циркуляция;
- ГИС** – геофизические исследования скважин;
- КНС** – кустовая насосная станция;
- ВПП** – выравнивание профиля приемистости;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- ЦНС** – центробежный насос секционный;
- ПЭД** – погружной электродвигатель.

1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ХИМИЧЕСКИХ МУН ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Химические методы увеличения нефтеотдачи (хМУН) применяются для извлечения остаточной нефти из сильно истощенных и обводненных нефтеносных пластов с рассеянной и нерегулярной нефтенасыщенностью.

Применение хМУН весьма перспективно, согласно лабораторным исследованиям и опыту промышленного применения. В определенных условиях применение химических МУН может обеспечить извлечение нефти до 90 %, а средний КИН может быть увеличен до 50-60 % [1].

В зависимости от типа закачиваемого агента в пласт хМУН подразделяются на:

- ПАВ-заводнение;
- Полимерное заводнение;
- Щелочное заводнение;
- Комбинированные (ПАВ-полимерное, ASP- и SAP-заводнения и др.).

1.1 ПАВ-заводнение

Заводнение пластов водными растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ) предназначено для извлечения остаточной нефти из порового пространства путем изменения смачиваемости горной и снижения величины межфазного натяжения на границах нефть – порода и нефть – вода.

По ионной характеристике все ПАВ делятся на две большие группы: неионогенные и ионогенные соединения. В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять: на анионные (АПАВ), катионные (КПАВ) и амфотерные. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные – в кислых, амфотерные – в тех и других [2].

По растворимости в воде и нефти ПАВ подразделяются на три группы: водорастворимые, нефтерастворимые и нефтеводорастворимые.

На сегодняшний день в нефтяной промышленности применяются как водорастворимые, так и нефтерастворимые ПАВ. Последние имеют преимущество, заключающееся в том, что они, смешиваясь с нефтью, легче проникают в поверхностные слои глобул и не вымываются водой.

Наиболее широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи нашли неионогенные ПАВ (НПАВ), поскольку их преимущество заключается в совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными ПАВ [2].

Эффективность вытеснения нефти растворами ПАВ зависит от степени диспергирования нефти в заводненной области пласта, структуры порового пространства, доли нефти, оставшейся в виде пленок на зернах породы во всей остаточной нефти, характера физико-химического взаимодействия ПАВ и пород-коллекторов и т.д. В связи с чем найти оптимальные условия применения какого-либо конкретного ПАВ или подобрать для заданных пластовых условий наиболее эффективное ПАВ является достаточно трудоемким процессом, требующим многократных лабораторных исследований и полевых испытаний [2].

Однако ПАВ-заводнение, помимо преимуществ и особенностей механизма вытеснения остаточной нефти из порового пространства, обладает существенными недостатками, число которых зависит от растворимости и типа ПАВ. Тем не менее, к общему числу недостатков применения ПАВ-заводнения для увеличения нефтеотдачи пластов можно выделить следующие:

- высокая стоимость ПАВ;
- потери ПАВ при адсорбции на поверхности горной породы;
- образование стойких и трудноразделимых эмульсий;
- экологические проблемы, связанные с утилизацией отходов ПАВ;
- высокая чувствительность к качеству воды – содержание кислорода, микроорганизмов и механических примесей;
- незначительное увеличение нефтеотдачи (не более чем на 3-5 %) при соответствующих экономических затратах [3].

1.2 Полимерное заводнение

Одной из основных проблем при вытеснении нефти из порового объема горной породы является низкое значение коэффициента охвата пласта, обусловленное большой разницей в значениях вязкости воды и нефти. Именно добавление в воду высокомолекулярных полимеров позволяет повысить её вязкость и, как следствие, улучшить подвижности нефти.

Кроме того, полимерные растворы лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду за счет взаимодействия полимера с породой и цементирующим веществом. В результате данного взаимодействия происходит адсорбция молекул полимера на поверхности горной породы и, как следствие, снижение проводимости среды [4].

При добыче нефти существует два способа применения полимеров:

- при обработке призабойной зоны пласта (ПЗП) для улучшения рабочих характеристик как добывающих, так и нагнетательных скважин;

– в качестве агентов, снижающих подвижность воды или уменьшающих отношение подвижностей воды и нефти при заводнении.

В качестве добавок к воде могут использоваться несколько полимеров: ксантановая смола, полиакриламид (ПАА), гидролизованный полиакриламид (ГПАА), сополимеры (полимер, состоящий из двух и более типов мономеров) и др.

Все промышленные полимеры попадают фактически в два класса: полиакриламидов и полисахаридов (биополимеры). В качестве полимера, закачиваемого в нефтяные пласты, чаще всего применяют ПАА.

На практике объём оторочки может изменяться от 5 до 20-30 % от порового объёма. По лабораторным данным прирост коэффициента вытеснения может достигать 20 %, при этом объём попутно добываемой воды уменьшается в 3-5 раз. Однако такие результаты могут достигаться при применении полимера с начала разработки и при объёме оторочки полимера не менее 15 %. Низкая эффективность полимерного заводнения на поздних стадиях доказана результатами не только лабораторных исследований, но и промысловых экспериментов [3].

Основными факторами, снижающими технологический эффект от применения раствора полимера, являются высокая проницаемость пород, связанная с наличием в них крупных каналов фильтрации, а также значительная вязкость нефти, её активность на границах раздела фаз и гидрофилизация поверхности.

К числу основных факторов, влияющих на эффективность применения полимерного заводнения, относятся следующие:

- чем больше молекулярный вес и концентрация полимера и меньше минерализация воды, тем больше вязкоупругие свойства раствора и наоборот;
- чем больше минерализация воды для получения полимерного раствора одной и той же вязкости и свойств, тем большая концентрация полимера требуется;
- с увеличением проницаемости горной породы и вязкости нефти эффективность вытеснения нефти полимерным раствором значительно снижается.

Также к числу недостатков полимерного заводнения относятся снижение приемистости нагнетательных скважин в связи с резким ростом вязкости флюида в ПЗП.

1.3 Щелочное заводнение

Щелочное заводнение основано на взаимодействии закачиваемой в пласт щелочной оторочки с нефтью и горной породой. Практически любая добываемая на сегодняшний день нефть содержит в своем составе различные органические кислоты. Щелочь, взаимодействуя с этими кислотами, образует новые ПАВ, которые значительно снижают

межфазное натяжение нефти на границах с водой и горной породой и улучшают смачиваемость породы водой.

Все нефти по их активным свойствам при взаимодействии с щелочью по показателю кислотности можно разделить на следующие три группы:

1. Малоактивная: показатель кислотности – менее 0,5 мг КОН/г, межфазное натяжение – более 1-2 мН/м;

2. Активная: показатель кислотности – 0,5-1,5 мг КОН/г, межфазное натяжение – 0,02-1,0 мН/м;

3. Высокоактивная: показатель кислотности – более 1,5 мг КОН/г, межфазное натяжение – менее 0,02-0,005 мН/м.

Метод щелочного заводнения является неприменимым в случае, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности – менее 0,5 мг КОН/г.

Для приготовления щелочных растворов чаще всего используется NaOH. Могут также использоваться кальцинированная сода, жидкое стекло (силикат натрия) и др. Наиболее активны из них едкий натр и силикат натрия. Оптимальная концентрация NaOH в растворе, при которой достигается минимальное поверхностное натяжение, составляет 0,15-0,2 % [3].

Щелочные растворы обычно закачивают в виде оторочек размером 0,1-0,25 PV (объёма пор) с концентрацией 0,05-0,5%.

Сравнительная дешевизна NaOH, небольшие концентрации в растворе, образование ПАВ непосредственно в пласте делают этот метод достаточно перспективным. По лабораторным данным использование щелочных растворов позволяет повысить коэффициент вытеснения на 15-20 % [3].

При использовании щелочных растворов при заводнении необходимо учитывать совместимость пластовых вод с нагнетаемыми в пласт растворами щелочи. Все дело в том, присутствующие в пластовой воде соли оказывают существенное влияние на поверхностное натяжение растворов щёлочи на границе с нефтью.

К числу недостатков щелочного заводнения можно отнести:

– потери реагента в результате взаимодействия с минералами породы-коллектора и минерализованными пластовыми водами;

– невозможность применения в пластах, содержащих гипс, вследствие возможно его растворения с последующим отложением в призабойных зонах скважин и на погружном оборудовании;

– крайне жесткие критерии применимости по активности нефти.

1.4 ПАВ-полимерное заводнение

Технология ПАВ-полимерного заводнения представляет собой последовательную закачку в пласт поверхностно-активных веществ и затем – полимера. Такое сочетание применяемых компонентов позволяет использовать все преимущества ПАВ- и полимерного заводнений.

Поверхностно-активное вещество способствует отрыванию пленок и разбиванию капель нефти с поверхности горной породы, а полимер, в свою очередь, повышает коэффициенты вытеснения и охвата пласта заводнением, а также улучшает подвижность вытесняемого флюида.

Однако, несмотря на успешные опыты применения ПАВ-полимерного заводнения и наличие преимуществ в комбинированном воздействии на пласт, данная технология не способна решить большую часть основных недостатков, присущих каждому из заводнений в отдельности.

1.5 ASP- и SAP-заводнения

В настоящее время технологии ASP- и SAP-заводнений являются одними из самых современных комбинированных химических МУН, в основе которых лежит идея последовательной закачки в исследуемый пласт специального химического раствора: щелочи, ПАВ и полимера. При этом происходит увеличение нефтеотдачи за счет снижения величины межфазного натяжения, увеличения числа капиллярности и повышения эффективности вытеснения на микроскопическом уровне. Таким образом происходит улучшение подвижности нефти и увеличение макроскопического охвата пласта.

Синергетическое сочетание применяемых компонентов позволяет решить множество проблем ПАВ-, полимерного и щелочного заводнений в отдельности.

За последние несколько лет был достигнут огромный прогресс как в лабораторных исследованиях, так и в пилотных испытаниях комбинированного ASP (щелочь-ПАВ-полимер) и SAP (ПАВ-щелочь-полимер) заводнений.

1.6 Сравнение эффективности различных химических МУН

Согласно лабораторным исследованиям [5] по влиянию щелочного, ПАВ, полимерного, ПАВ-полимерного и ASP-заводнений на повышение нефтеотдачи установлено, что дополнительное извлечение нефти после проведения экспериментов принимает максимальные значения именно при комбинированных химических МУН, таблица 1 и рисунок 1.

Таблица 1 – Сравнение влияния щелочного, ПАВ, полимерного, ПАВ-полимерного и ASP-заводнений на повышение нефтеотдачи [5]

№	Пористость, %	Проницаемость к, Д		Хим. состав огорожки для заводнения	Нефтеотдача после традиционного заводнения при обводненности 95 % (% НГЗН)	Дополнительное извлечение нефти (% НГЗН)	Насыщение, %		
		k_w ($S_w = 1$)	k_o (S_{wi})				S_{wi}	S_{oi}	S_{or}
S1	38,665			0,5 PV NaOH (0,5 %) + промывка водой	50,71	13,88	19,10	80,90	25,40
S2	37,265	1,235	0,218	0,5 PV 0,15 % PНРАМ + промывка водой	52,65	16,12	18,51	81,49	22,96
S3	38,665	1,234	0,212	0,5 PV SDS (0,1 %) + промывка водой	51,65	17,96	19,09	80,91	20,20
S4	36,805	1,224	0,213	0,3 PV 0,1 % SDS + 0,2 PV 0,2 % PНРАМ + промывка водой	51,35	20,99	15,00	85,00	22,87
S5	37,265	1,144	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,15 % PНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,20	23,69	18,52	81,48	20,49

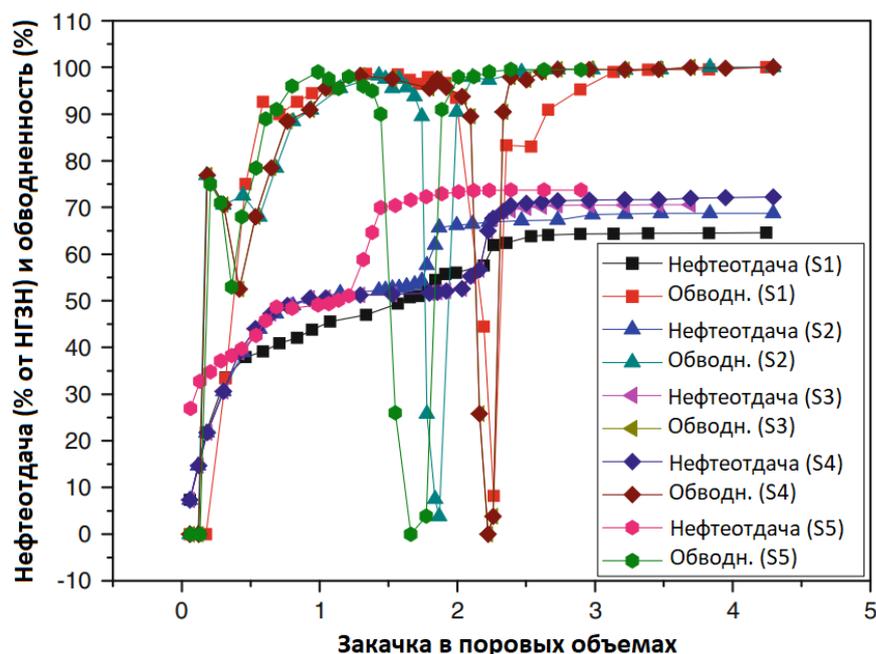


Рисунок 1 – Суммарная нефтеотдача и обводненность при щелочном, ПАВ, полимерном, ПАВ-полимерном и ASP-заводнениях

Закачка комбинированного ПАВ и полимера в том же объеме порового пространства демонстрирует наилучшие результаты среди остальных методов. Такая тенденция обусловлена снижением поверхностного натяжения при использовании ПАВ и

увеличением подвижности нефти за счет применения полимера. Однако комбинированный эффект щелочи, ПАВ и полимера при ASP-заводнении также демонстрирует достойные результаты по увеличению нефтеотдачи в сравнении с другими методами.

Сравнивая ПАВ-полимерное и ASP-заводнения учеными обнаружено, что при той же эффективности вытеснения, что и при ПАВ-полимерном заводнении, ASP- и SAP-заводнения снижают концентрацию ПАВ более чем в десять раз и, как следствие, капитальные затраты на них [5].

На сегодняшний день различными учеными по всему миру проводятся крупномасштабные научно-исследовательские работы по применению технологии ASP-заводнения. Хокинс и др. [6] выяснили, что одновременная закачка щелочи и полимера более эффективна по сравнению с другими химическими реагентами, закачиваемыми последовательно без контакта между щелочью и полимером.

Результаты фильтрационных экспериментов [7] по отдельной и комбинированной закачке растворов щелочи и ПАВ показали, что закачка смеси щелочи и ПАВ позволяет увеличить КИН в 1,5 раза по сравнению с отдельной закачкой данных реагентов за счет достижения синергетического эффекта. Кроме того, после проведения эксперимента по последовательной закачке растворов щелочи и ПАВ было выявлено, что процесс нагнетания раствора щелочи характеризовался низким значением коэффициента вытеснения нефти, однако последующее нагнетание ПАВ и полимера привело к более активному процессу вытеснения нефти, что позволило увеличить КИН дополнительно на 32 %. Также было выявлено, что различные рецептуры растворов ПАВ и щелочи при комбинированной закачке позволяют дополнительно вытеснить от 23 % до 42 % нефти после заводнения.

1.7 Заключение по разделу

Согласно сравнительному анализу основных xМУН можно заключить, что у каждой технологии имеются свои существенные недостатки, ограничивающие область их применения. Однако именно комбинированные методы показывают наилучшие результаты в лабораторных и фильтрационных экспериментах вследствие того, что они частично компенсируют недостатки каждого из заводнений, применяемых отдельно друг от друга.

К числу таких комбинированных методов относятся технологии ASP- и SAP-заводнений, позволяющие нивелировать некоторые недостатки щелочного, ПАВ и полимерного заводнений посредством синергетического взаимодействия используемых компонентов и, в отличие от того же ПАВ-полимерного заводнения, при той же эффективности вытеснения они снижают концентрацию ПАВ более чем в десять раз. Более того, различные рецептуры ASP раствора позволяют дополнительно вытеснить от 23 % до 42 % нефти после заводнения.

2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ASP-ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Технология ASP-заводнения – современный комбинированный химический МУН, в основе которого лежит идея последовательной закачки в исследуемый пласт ASP раствора: щелочи, поверхностно-активного вещества и затем – полимера. При этом происходит увеличение нефтеотдачи за счет снижения величины межфазного натяжения, увеличения числа капиллярности и повышения эффективности вытеснения на микроскопическом уровне. Таким образом происходит улучшение подвижности нефти и увеличение макроскопического охвата пласта.

ASP раствор закачивается в пласт через нагнетательные скважины после проведения традиционного заводнения. Такой комплексный подход позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти, снизить проявление эффекта языкообразования, повысить эффективность вытеснения нефти, а также снизить остаточную нефтенасыщенность.

2.1 Обзор международного опыта применения технологии ASP-заводнения

Опытно-промысловые испытания, лабораторные и фильтрационные эксперименты технологии ASP-заводнения проводились на многих месторождениях по всему миру: Китай, США, Индия, Канада, Россия и мн. др.

Впервые данная технология была разработана в начале 80-х годов в научно-исследовательском центре Беллейр компанией Шелл в Хьюстоне, однако полевые испытания были проведены лишь в сентябре 1987 года на месторождении West Kiehl в США. Дополнительный прирост нефтеотдачи в течение 2,5 лет составил 26 %. На сегодняшний день технология ASP-заводнения является достаточно многообещающей и широко применяется во всем мире [8].

Китай

В последние годы ASP-заводнение было активно исследовано на месторождениях Daqing, Shengli и Karamay в Китае.

Результаты применения ASP-заводнения на пилотных и крупномасштабных промысловых испытаниях в Китае приведены в таблице А.1. Согласно проведенным испытаниям, выявлено, что прирост КИН в среднем по всем месторождениям составил около 20 %, что делает ASP-заводнение самым многообещающим из химических методов, т.к. средний прирост КИН на тех же месторождениях при полимерном заводнении составил около 11 %.

Технология ASP-заводнения вступила в стадию коммерческого применения на месторождении Daqing с 2014 года. Добыча сырой нефти в результате заводнения в 2016 и 2017

гг. составила 3,51 млн. тонн и 4,07 млн. тонн, что составляет 9 % и 11 % годовой общей добычи нефти соответственно [9].

Пилотное тестирование технологии ASP-заводнения было проведено на месторождении Karamay в 1995 г. Целевой пласт – гетерогенный, система разработки – пятиточечная, мощность пласта 19-25 м. До ASP-заводнения нефтеотдача пластов составляла примерно 50 %, обводненность 99 %. После завершения испытания обводненность снизилась до 79 %, нефтеотдача пластов увеличилась на 25 % [10].

На месторождении Shengli испытания технологии ASP-заводнения проводились в начале 90-х гг. Первое испытание было проведено в 1992 – 1994 гг. на площади Gudong. До данного испытания нефтеотдача пластов составляла 54,4 %, а обводненность – 99,3 %. Основные исходные данные залежи около площади дренирования следующие: пористость – 35 %, проницаемость – 2,5 Д, температура пласта 58 °С. Число кислотности составляло 3,11 мг КОН/г нефти. Характеристика породы, нефти и воды в пласте подходящая для применения ASP-заводнения. Дополнительная добыча нефти составила 20667,7 тон, и нефтеотдача центральной скважины № 7 увеличилась на 13,4 %.

Второе испытание технологии ASP-заводнения было проведено на западной части площади Gudong. Средняя проницаемость и пористость данной части залежи составляли 1,52 Д и 32 % соответственно. Нефтеотдача пластов до проведения технологии ASP-заводнения составляла 22,4 %. Закачка химических реагентов была завершена в 2002 г. Добыча нефти повысилась с 100 до 237 м³/сут. Обводненность уменьшилась с 96 % до 83 %, а конечная нефтеотдача пластов увеличилась на 15,5 % [10].

Канада

Первый в Канаде крупный проект по применению технологии ASP-заводнения был реализован в 2006 году на месторождении Warner. Пласт-кандидат был представлен монолитным песчаным коллектором. С 2006 до 2008 годы производился ввод трехкомпонентной смеси, с 2008 до 2013 – ввод полимеров. Благодаря данной технологии в ноябре 2006 произошло увеличение суточной добычи нефти с 48 м³/сут до 211 м³/сут. На площадке было размещено 45 добывающих и 18 нагнетательных скважин. Прирост КИН по проекту составил 16 %.

Второй проект по реализации ASP-заводнения в Канаде был осуществлен на песчаном коллекторе месторождения Suffield в 2007 году с одиннадцатью добывающими скважинами. Прирост КИН составил также 16 %.

Индия

В Индии ASP-заводнение применяли на трех месторождениях: Mangala, Kalol, Jhalora [11]. На первом месторождении нагнетание реагентов производилось в песчаный

коллектор. Система размещения скважин была пятиточечной. Прорыв нефтяного вала к скважине был отмечен через 2,5 месяца после начала нагнетания трехкомпонентной смеси. При этом дебит нефти увеличился в 8 раз (с 8 м³/сут до 64 м³/сут).

В феврале 2014 года началась реализация технологии ASP-заводнения на месторождении Kalol. Проект был испытан на системе из четырех скважин (1 нагнетательная, 2 добывающие и 1 наблюдательная скважина). Дополнительная добыча составила 3876 м³ или 5 % прироста КИН.

США

В США технология ASP-заводнения применялась на месторождениях Cambridge, Sho-Vel-Tum и в рамках проекта West Kiehl.

Продуктивный пласт месторождения Cambridge сложен нефтенасыщенными песчаными отложениями, средняя мощность которых 8,8 м. Вязкость пластовой нефти 31 мПа·с, средняя пористость 18 %, проницаемость 0,845 мкм². Пластовые давление и температура составляли 12,4 МПа и 56 °С соответственно. Объем применяемых оторочек, который был рекомендован по результатам экспериментальных исследований, составил 30 % оторочки ПАВ и щелочи и 30 % оторочки полимерного раствора. Всего в пласт было закачано 285000 м³ ПАВ и щелочи и 278000 м³ полимера. Закачка оторочек заняла 6 месяцев. В результате проведения технологии был достигнут коэффициент нефтеотдачи 48,4 % [12].

Опытно-промысловые испытания технологии ASP на месторождении Sho-Vel-Tum с оторочкой ASP, содержащей 0,5 % ПАВ, 2,2 % карбоната натрия, 0,1 % полимера привели к существенному увеличению конечного КИН [13].

Россия

В России первый опыт применения ASP-заводнения был осуществлен компанией «Салым Петролеум Девелопмент» (СПД) на Западно-Салымском месторождении.

В 2009 году прошли испытания на одной скважине Западно-Салымского месторождения, результаты которых продемонстрировали возможность выработки 90 % оставшейся после заводнения нефти. В 2014 – 2015 гг. для реализации пилотного проекта ASP компания построила 7 скважин, установку подготовки ASP раствора и блок разделения эмульсий [9].

После месяца испытаний на одной из скважин прирост КИН составил 25 %, а на другой – 4,1 %. По истечению второго месяца прирост дебита по скважинам составил 22,1 % и 12,2 % соответственно.

Таким образом, технология ASP-заводнения применялась на месторождениях с абсолютно разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов,

значительно отличающимися свойствами флюида, разной степенью нефтенасыщенности и обводненности. Наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи получены в проектах по месторождениям Daqing и Karamay. Менее эффективным ASP-заводнение оказалось для месторождения Kalol. Тем не менее практически на всех месторождениях был получен значительный прирост КИН в 15-25 %. В среднем он вырос на 17 %.

Большинство промысловых проектов выполнялись по пятиточечной схеме. Процесс заводнения состоял из последовательного введения трех оторочек: предварительной, основной и завершающей. На первом этапе выполнялась закачка полимера, иногда щелочи или солевого раствора. Объем предварительной оторочки составлял 9,7 % от объема порового пространства. Далее на основном этапе закачивалась щелочь, ПАВ и полимер. Закачка оторочки занимала около 30,8 % порового объема. На завершающем этапе вводился полимер по ступенчатой и затухающей схеме со снижением его концентрации. Средний размер оторочки был 24,2 % от объема пор, а средняя массовая концентрация полимеров составила 0,08 %.

2.2 Геологические условия применимости технологии ASP-заводнения

По результатам анализа опыта применения технологии ASP-заводнения на месторождениях Китая, США, Канады и России автором [14] выделены основные факторы, опираясь на которые можно сделать вывод о применимости технологии ASP-заводнения для определенного объекта разработки.

К таким факторам относятся:

- Тип коллектора: предпочтительно терригенный;
- Трещиноватость пластов: объем трещин не должен превышать 1,5-2 % от общего объема пор пласта;
- Наличие газовой шапки: неблагоприятно;
- Нефтенасыщенность пластов: чем больше начальная нефтенасыщенность, тем выше экономический и технологический эффект;
- Вязкость нефти: предпочтительно менее 35 сПз, но известны случаи об успешных проектах Китая, России, США и Канады, где вязкость нефти изменялась от 7 до 250 сПз;
- Кислотное число: минимальное КЧ должно составлять 0,3 мг КОН/г;
- Жесткость и минерализация пластовой воды: максимальная минерализация и жесткость для реализации технологии составляют 50000 частей на млн и 1000 частей на млн соответственно;
- Активный водонапорный режим: не благоприятен вследствие достижения высокого охвата пластов заводнением и низкой остаточной нефтенасыщенности;
- Глинистость коллектора: не более 10 %;

– Пластовая температура: в зависимости от применяемого полимера. Максимальная температура для некоторых успешных проектов Китая составляла порядка 80 °С. Для ПАА: 90-100 °С;

– Пористость и проницаемость коллектора: более 40 мД;

– Плотность нефти: предпочтительно более 850 кг/м³.

Обобщение геологических условий применимости технологии ASP-заводнения согласно анализу наиболее эффективных проектов в Китае, США, Канаде, России представлено в таблице А.2.

2.3 Механизм действия ASP-заводнения

ASP раствора для проведения технологических мероприятий по ASP-заводнению состоит из трех основных компонентов: щелочи, ПАВ и полимера. Механизм вытеснения нефти из пластов с помощью технологии ASP-заводнения является комбинацией отдельных процессов, вызываемых данными компонентами, а также их взаимодействием между собой [15].

Как известно, различают остаточную нефть двух типов. Первый тип представляет собой не вовлеченную в процесс фильтрации нефть, сосредоточенную в застойных и недренируемых зонах и пропластках, не охваченных воздействием вытесняющих агентов.

Другой тип остаточной нефти представляет собой нефть, оставшуюся в частично промытых объемах пласта. Согласно характеру изменения фазовых проницаемостей, при высоких значениях водонасыщенности (большой степени выработки коллектора) нефть становится практически неподвижной [16].

При вытеснении нефти из гидрофильной пористой среды реализуется режим вытеснения, близкий к «поршневному», когда до 90 % нефти добывается в безводный период. В свою очередь, водный период для гидрофильных горных пород непродолжителен, и при закачке 0,5-1,5 поровых объемов воды достигается предельная обводненность добываемой продукции. Связанная вода образует пленку по всей поверхности породы, а остаточная нефть преимущественно сосредоточена в крупных порах. Фильтрация воды происходит в первую очередь по мелким и средним капиллярам, нефть из которых выталкивается в виде капель в более крупные капилляры. Остаточная нефтенасыщенность в этом случае представлена капиллярно-защемленной нефтью.

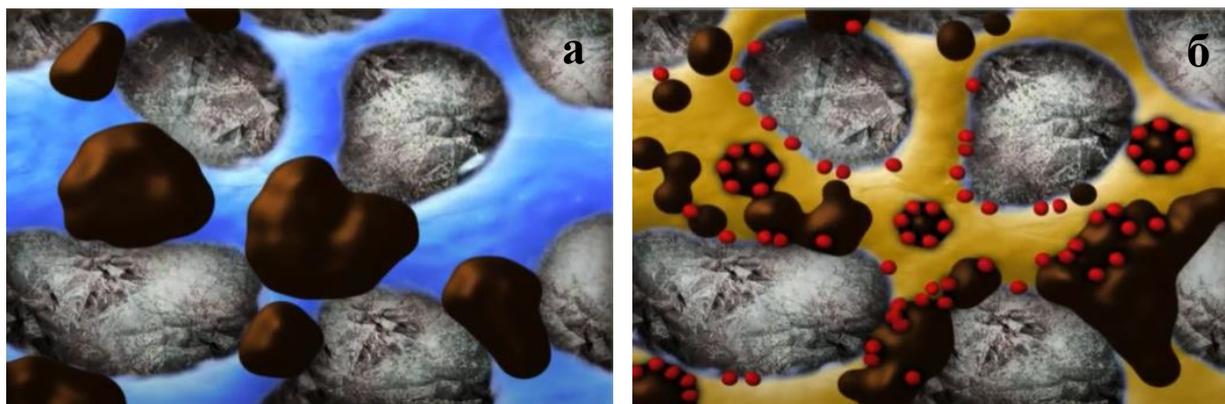
В гидрофобной пористой среде, напротив, вода сосредоточена в центре крупных пор, а нефть образует пленку на поверхности породы. Процесс вытеснения для гидрофобных коллекторов характеризуется коротким безводным и продолжительным водным периодом, для достижения предельной обводненности требуется закачка 6-10 поровых объемов воды.

Остаточная нефть сосредоточена в пленке на поверхности породы, а также в мелких и тупиковых порах.

Наибольшие коэффициенты вытеснения нефти, превышающие 70 %, достигаются в коллекторах с промежуточной смачиваемостью, когда мелкие поры гидрофильны, а крупные – гидрофобны. В данном случае из-за наличия гидрофобных участков образуется значительно меньше капиллярно-защемленной нефти [16].

2.3.1 Действие ПАВ компонента

Поверхностно-активное вещество в составе оторочки ASP используется с целью уменьшения сцепления капель нефти с горной породой путем снижения величины межфазного поверхностного натяжения до сверхнизких значений (порядка 0,01-0,05 мН/м) и смены смачиваемости горной породы на гидрофильную [15]. Также ПАВ способствует отрыванию пленок и разбиванию капель нефти с поверхности горной породы (рисунок 2), стабилизации дисперсии нефти в воде, повышению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) пористых сред, и, как следствие, приводит к увеличению коэффициента вытеснения нефти водой.



а – до закачки ПАВ; б – после закачки ПАВ

Рисунок 2 – Отрывание пленок и разбивание капель нефти с поверхности горной породы при заводнении ПАВ

Оставшаяся в поровом пространстве нефть покрывает часть горной породы в виде тонкого пленочного слоя или в виде капель, удерживание которых происходит за счет работы сил адгезии W_a , описываемой уравнением Дюпре (1):

$$W_a = \sigma_{нв} + \sigma_{вп} - \sigma_{нп}, \quad (1)$$

где $\sigma_{нв}$ – поверхностная энергия на границе раздела фаз «нефть – вода»;

$\sigma_{вп}$ – поверхностная энергия на границе раздела фаз «вода – порода»;

$\sigma_{нп}$ – поверхностная энергия на границе раздела фаз «нефть – порода».

Уравнение Дюпре отражает баланс изменения поверхностной энергии системы при отрыве жидкой плёнки от твёрдой поверхности, то есть отражает закон сохранения энергии на границе раздела фаз. Из уравнения (1) следует, что работа адгезии увеличивается с

ростом поверхностного натяжения отдельных фаз и уменьшается с ростом межфазного натяжения. Физический смысл данного утверждения заключается в уменьшении свободной энергии за счёт работы сил взаимодействия [17].

Добавка к воде поверхностно-активных веществ приводит к изменению соотношения значений свободной поверхностной энергии благодаря адсорбционным процессам ПАВ на межфазных границах раздела. При этом межфазное натяжение, как правило, уменьшается.

Адсорбция ПАВ на гидрофобных участках поверхности пор приводит к снижению свободной поверхностной энергии на границе раздела фаз «вода – порода» и увеличивается на границе раздела фаз «нефть – порода», что способствует отделению нефти от поверхности. На гидрофильных участках породы адсорбция ПАВ наоборот способствует прилипанию капель нефти к этим участкам.

Таким образом, для гидрофобных поверхностей ПАВ должны проявлять высокую поверхностную активность на границе раздела сред «нефть – вода» и «вода – порода» и ограничивать адсорбцию на гидрофильных участках поверхности пород.

Как правило, на адсорбцию ПАВ влияют многие факторы, такие как тип ПАВ, концентрация ПАВ, ионная сила, pH, солёность и температура.

Адсорбция ПАВ является основным фактором, сильно влияющим на процесс заводнения ПАВ. Любое снижение концентрации ПАВ из нагнетаемой оторочки может снизить эффективность ПАВ, что приведет к уменьшению межфазной фильтрации нефти и воды [18].

Капиллярно-удерживаемая нефть в обводненных пластах заполняет пространство в виде капель или участков, разделенных пространством, заполненным водой.

На границах раздела существуют мениски, создающие капиллярное давление, определяемое по формуле (2):

$$P = \sum_1^n \left(+ \frac{2\sigma}{R_i} \right), \quad (2)$$

где n – число менисков;

R_i – эффективные радиусы менисков;

« + » – противоположное направление давления выпуклых и вогнутых менисков по отношению к потоку.

В вытесняющем потоке под действием перепада внешнего давления мениски деформируются по закону упругости так, что возникает составляющая капиллярного давления, направленная противоположно потоку, наблюдается эффект Жамена (формула 3):

$$P = \sum_1^n 2\sigma \cdot \left(\frac{1}{R_i} - \frac{1}{R_j} \right), \quad (3)$$

где R_i – эффективные радиусы кривизны выпуклых менисков;

R_j – эффективные радиусы кривизны вогнутых менисков.

Главным механизмом действия ПАВ при заводнении является уменьшение величины поверхностного натяжения на различных границах. Снижение поверхностного натяжения необходимо проводить до тех пор, пока капиллярно-удерживаемая нефть не станет подвижной. Одной из характеристик подвижности нефти является число капиллярности, характеризующее соотношение между динамической вязкостью жидкости и поверхностным натяжением. Расчет числа капиллярности можно провести по формуле (4):

$$N_c = \frac{u\mu}{\sigma \cdot \cos \theta}, \quad (4)$$

где μ – динамическая вязкость вытесняющей жидкости;

u – скорость фильтрации вытесняющей жидкости;

σ – поверхностное натяжение нефти на границе с вытесняющей жидкостью;

$\cos \theta$ – косинус угла мениска.

Применение в расчете угла мениска необходимо в случае, когда при добавлении ПАВ происходит смена смачиваемости, например, при использовании поверхностно-активных веществ в гидрофобных карбонатных коллекторах.

Обычно число капиллярности традиционного заводнения составляет около 10^{-7} . Для снижения остаточной нефтенасыщенности при заводнении капиллярное число должно быть значительно выше 10^{-7} (порядка 10^{-4}), т.е. значение поверхностного натяжения должно быть снижено как минимум в 1000 раз [19].

Через работу адгезии можно также определить смачивающую способность ПАВ по следующей формуле:

$$W = \sigma \cdot (1 - \cos \theta), \quad (5)$$

где σ – поверхностное натяжение нефти на границе с водой;

θ – краевой угол смачивания.

Согласно формуле (5), работа адгезии нефти (а значит и смачивающая способность ПАВ) обратно пропорциональна косинусу краевого угла смачивания, т.е. чем выше значение косинуса этого угла, тем меньше работа адгезии нефти и хуже смачивающая способность ПАВ.

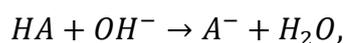
Главная причина изменения смачиваемости естественно-гидрофильной поверхности – состав нефти, поскольку все компоненты, изменяющие смачиваемость, сосредоточены в нефтяной фазе. Такими компонентами являются полярные соединения, содержащиеся в

смолах и асфальтенах. Контактруя в пористой среде с нефтью, ПАВ способны переходить в нефть и существенно изменять ее свойства [20].

Экспериментально В.В. Девликамовым и его учениками изучалась диффузия ПАВ ОП-10 из водных растворов в нефть, содержащую 4 % асфальтенов и 14 % силикогелевых смол. Была установлена возможность диффундирования растворов ПАВ в нефть с изменением её реологических свойств. Также учеными было замечено, что водные растворы неионогенных ПАВ в результате их перехода в нефть подавляют аномалии вязкости нефти, из-за которых происходит образование застойных зон и зон малоподвижной нефти. Соответственно, это приводит к увеличению КИН из пористой среды [16].

2.3.2 Действие щелочного компонента

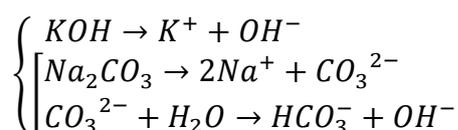
Основной задачей щелочи при ASP-заводнении является компенсация потерь ПАВ при их адсорбции на породе путем взаимодействия с активными компонентами сырой нефти – органическими кислотами. При этом происходит улучшение смачиваемости породы водой и образование новых молекул ПАВ по следующему уравнению:



где HA – активный компонент сырой нефти;

A^- – новое анионное ПАВ («the soap component»).

Ионы OH^- появляются в растворе вследствие диссоциации гидроксидов металлов, выступающих в качестве щелочных агентов. К примеру, диссоциация ионов гидроксида калия и карбоната натрия с последующим гидролизом последнего происходит следующим образом:



Щелочными агентами могут выступать, как правило: гидроксид и карбонат натрия, гидрокарбонат натрия, метаборат натрия, силикат и ортосиликат натрия, фосфат натрия, гидроксид аммония и прочие соединения [15, 21].

Другой важной задачей щелочи является снижение расхода ПАВ посредством смены электрического заряда породы. При этом создается отталкивающий эффект с анионным раствором ПАВ, тем самым уменьшая его адсорбцию [15].

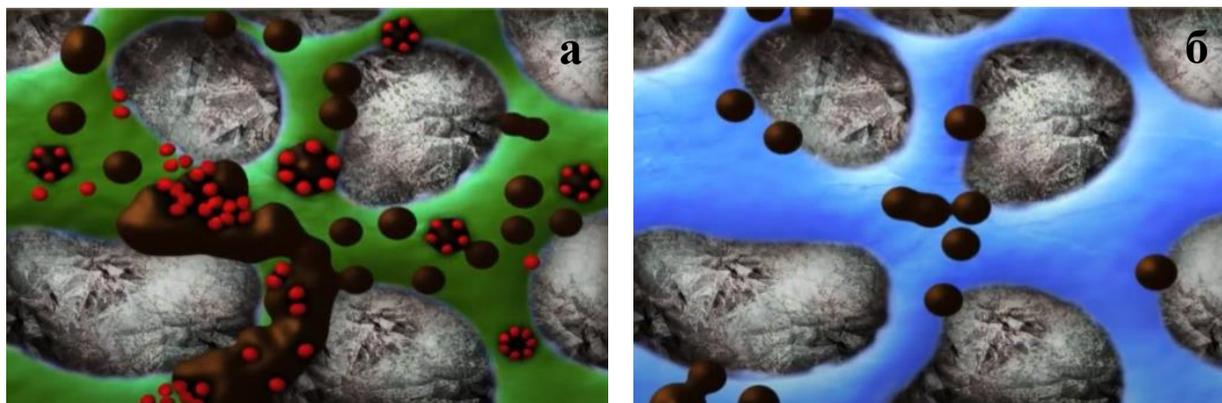
Помимо всего прочего, щелочь способна изменить смачиваемость породы за счет адсорбции органических кислот на её поверхности. Применение растворов щелочей – один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, т.е. гидрофилизации пористой среды, что повышает коэффициент вытеснения нефти водой.

2.3.3 Действие полимерного компонента

Основными задачами полимерного компонента в ASP растворе являются:

- Вытеснение нефти за счет увеличенной вязкости раствора;
- Увеличение подвижности флюида;
- Увеличение коэффициента охвата пласта заводнением.

Механизм действия полимера представлен на рисунке 3.



а – до закачки полимера; б – полимер + постзаводнение

Рисунок 3 – Механизм действия полимера

Способность полимера выравнивать подвижность нефти и вытесняющего агента (воды) характеризуется уравнением изменения доли фазы в многофазном потоке (6) и коэффициентом подвижности пластовых флюидов (7).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_w}}, \quad (6)$$

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o}, \quad (7)$$

где μ_w и μ_o – вязкость воды и нефти соответственно;

k_{ro} и k_{rw} – (ОФП) по нефти и воде соответственно;

λ_w и λ_o – подвижность воды и нефти соответственно;

M – коэффициент подвижности нефти по отношению к воде.

Если вязкость воды увеличить за счет добавления полимера, то обводненность добываемой продукции снизится. В результате при тех же объемах закачки воды после промывки полимером можно извлечь больше нефти, чем при традиционном заводнении без добавления полимера. При введении полимера в неоднородные по мощности пласты перекрестный поток между пластами улучшает его распределение по вертикали, что приводит к повышению эффективности охвата [19].

Другой механизм действия полимера заключается в непропорциональном снижении проницаемости: ОФП по воде (k_{rw}) снижается намного сильнее, чем ОФП по нефти (k_{ro}).

Пониженные ОФП и повышенная вязкость воды приводят к характерному снижению её подвижности (λ_w), в результате чего коэффициент подвижности нефти по отношению к воде увеличивается [19].

Из-за адсорбции полимера снижается проницаемость каналов или зон его протекания, что приводит к уменьшению скорости потока воды. Данная закономерность называется эффектом снижения проницаемости. Более того, проницаемость закачанной воды после проведения полимерного заводнения также будет оставаться низкой, поскольку адсорбция полимера является необратимым процессом, а адсорбированный полимер нельзя просто смыть. Данное явление называется эффектом остаточной проницаемости.

Наличие вышеперечисленных эффектов позволяет решить проблему преждевременного прорыва воды к добывающим скважинам, а также приводит к существенному уменьшению динамической неоднородности потоков и, как следствие повышению коэффициента охвата пласта заводнением (рисунок 4).

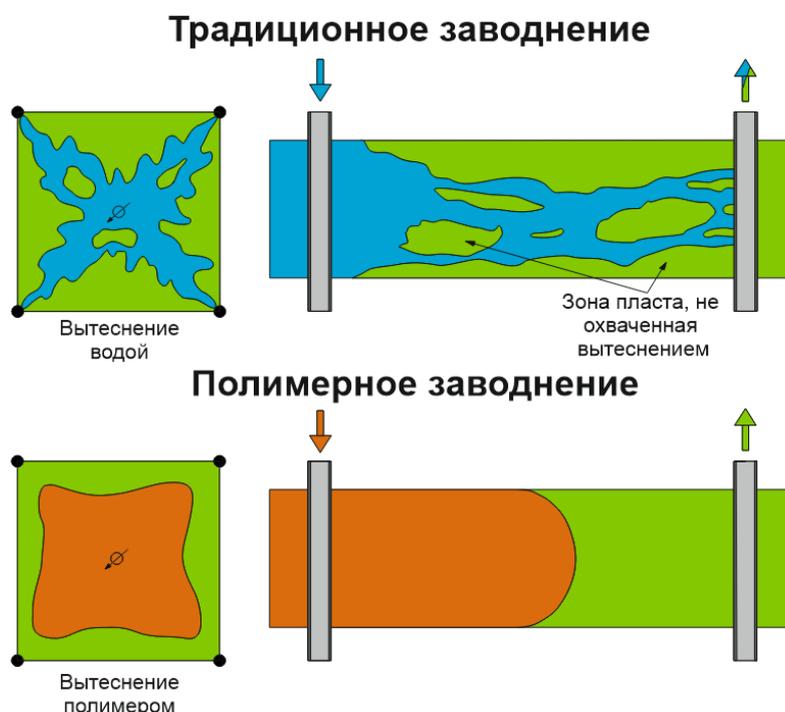


Рисунок 4 – Эффект от закачки полимера в сравнении с традиционным заводнением

Вторичный механизм действия полимера заключается в его вязкоупругим поведении. Из-за вязкоупругих свойств полимера существует нормальное напряжение между его раствором и нефтью. Таким образом, полимер оказывает большее тяговое воздействие на нефтяные капли и пленки, что приводит к «выталкиванию» нефти из тупиковых пор.

Однако существуют поры, недоступные для фильтрации молекул полимера из-за своих маленьких размеров. Это явление называется недоступным поровым объемом (IPV).

РV заставляет молекулы полимера транспортироваться быстрее, чем его растворитель (раствор). Но при этом скорость транспортировки молекул полимера замедляется их адсорбцией. Таким образом, транспортная скорость молекул полимера является результирующей составляющей между двумя этими явлениями.

Адсорбция полимера может быть описана изотермой Ленгмюра. Она увеличивается с соленостью, но уменьшается с проницаемостью. При увеличении молекулярной массы полимера вязкость его раствора повышается по сравнению с раствором с более низкой молекулярной массой при той же концентрации. Поэтому в пластах с высокой проницаемостью предпочтительным является полимер с высокой молекулярной массой [19].

2.3.4 Синергия компонентов ASP

Важным механизмом ASP-заводнения является взаимодействие в пластовых условиях между образующимся анионным ПАВ и закачиваемым ПАВ. Как правило, оптимальная соленость для образования нового анионного ПАВ является критически низкой. Для того чтобы удовлетворить низкую оптимальную соленость концентрация закачиваемой щелочи должна быть настолько низкой, чтобы объемы её закачки были меньше, по сравнению с объемами её потерь на взаимодействие с органическими кислотами. При попытке удовлетворения данного условия закачиваемая щелочь не будет распространяться по пласту вследствие больших потерь на химические взаимодействия. Для решения этой проблемы добавляется специальное синтетическое поверхностно-активное вещество, увеличивающее оптимальный диапазон солености, в котором достигается низкие значения межфазного поверхностного натяжения [19].

В общих чертах, синергетическое взаимодействие в ASP растворе выглядит следующим образом:

1. Закачка щелочи снижает адсорбцию ПАВ и полимера;
2. Щелочь вступает в реакцию с органическими кислотами сырой нефти, образуя анионные ПАВ, имеющее низкую оптимальную соленость, в то время как добавляемое синтетическое ПАВ имеет относительно высокую оптимальную соленость. Смесь образованного анионного и синтетического ПАВ имеет более широкий диапазон солености, в котором достигается низкое значение межфазного натяжения;
3. Эмульсии повышают эффективность вытеснения. Образованное в пласте анионное ПАВ и закачиваемое ПАВ делают эмульсии стабильными благодаря снижению величины поверхностного натяжения. Полимер, в свою очередь, стабилизирует эмульсии благодаря своей высокой вязкости (происходит замедление коалесценции);
4. Существует конкуренция мест адсорбции между полимером и поверхностно-активным веществом. Поэтому добавление полимера снижает адсорбцию ПАВ и наоборот;

5. Добавление полимера повышает эффективность вытеснения за счет увеличения подвижности нефти посредством снижения подвижности воды и увеличения коэффициента охвата пласта.

2.4 Влияние состава химической оторочки на эффективность ASP-заводнения

Группой ученых из Индийского института технологий [5] проводились комплексные исследования по изучению заводнения пластов щелочью, поверхностно-активными веществами и полимерами. В рамках данных исследований изучались взаимодействия химических компонентов, входящих в состав ASP раствора, а также их влияние друг на друга при заводнении.

В качестве применяемых материалов использовались:

- Анионное ПАВ: додецилсульфат натрия (SDS) ($C_{12}H_{24}SO_4Na$, MW = 288,38);
- Щелочь: гидроксид натрия (96 %);
- Полимер: частично гидролизированный полиакриламид (PHРАМ);
- Сырая нефть: нефтяное месторождение Ахмадабад, Индия. Образец предварительно дегазирован и обезвожен. Динамическая вязкость 50,12 мПа·с при температуре 45 °С и общей кислотностью 0,038 мг КОН/г.

Экспериментальная установка состояла из кернодержателя, цилиндров для химических реагентов и сырой нефти, поршневого насоса и мерных цилиндров (фракционатор). Схематично экспериментальная установка изображена на рисунке 5. Физически модель представляет собой однородную песчано-насадочную конструкцию, геометрические размеры которой равны $L = 35$ см и $r = 3,5$ см.

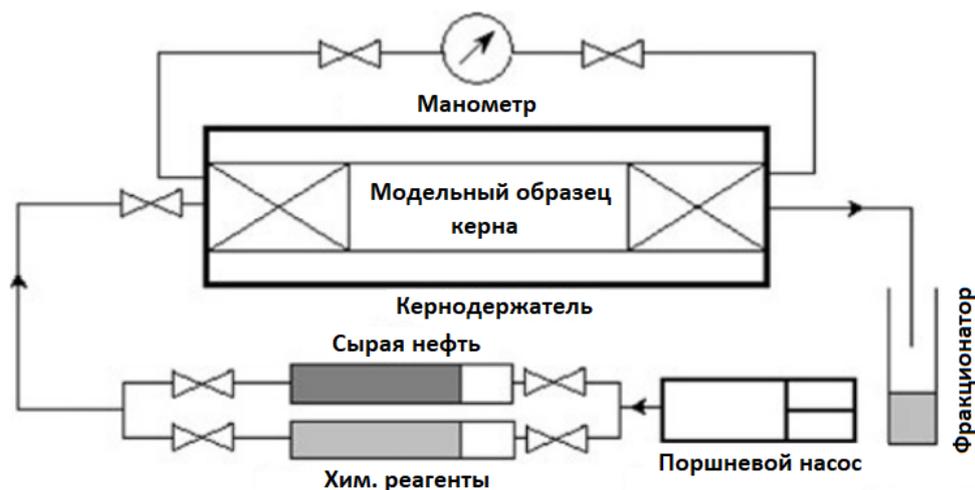


Рисунок 5 – Схема экспериментальной установки [5]

После проведения подготовительных мероприятий выполнялись испытания технологии ASP-заводнения в следующей последовательности:

1. Закачка воды;
2. Закачка щелочи в объеме ~ 0,5 PV;

3. Закачка полимера и ПАВ в объеме ~ 0,5 PV;
4. Повторная закачка воды в объеме ~ 2,0 PV в качестве промывки.

Все этапы вытеснения проводились при постоянном расходе и с одинаковой скоростью потока [5].

2.4.1 Влияние щелочи и полимера на поверхностное натяжение растворов ПАВ

Способность снижать поверхностное натяжение между водными растворами и другими фазами является одним из наиболее важных критериев применимости ПАВ при его подборе. Критическая концентрация мицеллообразования – это один из основных параметров поверхностно-активных веществ, представляющий собой концентрацию, при которой растворы ПАВ начинают образовывать мицеллы в большом количестве. Присутствие полимера и щелочи в растворе ПАВ значительно влияет на величину поверхностного натяжения. Для оценки влияния полимера и щелочи на свойства поверхности учеными проводились измерения поверхностного натяжения (для SDS ПАВ) в присутствии и в отсутствие полимера, рисунок 6.

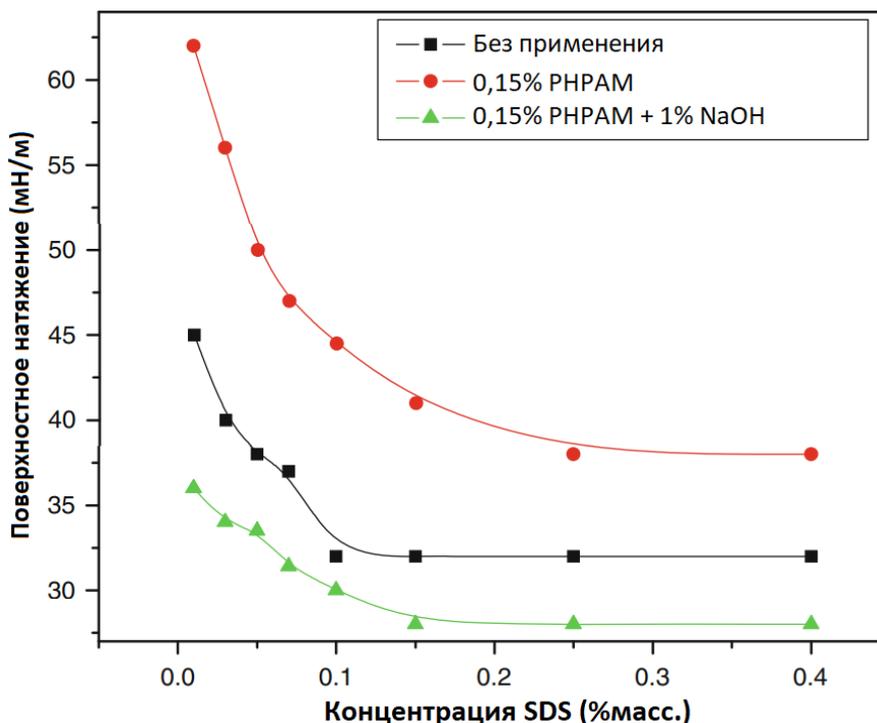


Рисунок 6 – Влияние щелочи на поверхностное натяжение в присутствии полиакриламида [5]

Из рисунка 6 видно, что полимер увеличивает поверхностное натяжение раствора ПАВ из-за взаимодействия функциональных групп. С другой стороны, добавление щелочи значительно снижает поверхностное натяжение раствора ПАВ, что связано со снижением поверхностного натяжения воды (растворителя).

2.4.2 Влияние щелочи и ПАВ на вязкость полимерных растворов

При проведении ASP-заводнения с целью увеличения нефтеотдачи пластов необходимо учитывать влияние щелочи и ПАВ на вязкость полимера. Щелочь способна изменить вязкость раствора полимера двумя способами. Во-первых, щелочь обеспечивает поступление в раствор полимера катионов металлов, способных снижать его вязкость за счет механизма экранирования зарядов. Во-вторых, щелочь может гидролизовать амидные группы в полимерной цепи (щелочной гидролиз). Однако данный процесс может и увеличивать вязкость полимерного раствора.

Очевидно, что суммарное влияние щелочи на вязкость полимерного раствора зависит от относительной степени действия двух вышеперечисленных способов. В процессах увеличения нефтеотдачи часто используют оторочки ПАВ с целью увеличения подвижности остаточной нефти путем снижения величины межфазного поверхностного натяжения. Для повышения эффективности таких процессов закачку полимеров можно проводить совместно с оторочкой ПАВ. В пластовых условиях ПАВ может смешиваться с полимером, что приведет к изменению его вязкости. Таким образом, посредством проведения лабораторных экспериментов [5] изучалось влияние SDS ПАВ на вязкость полимерных растворов РНРАМ.

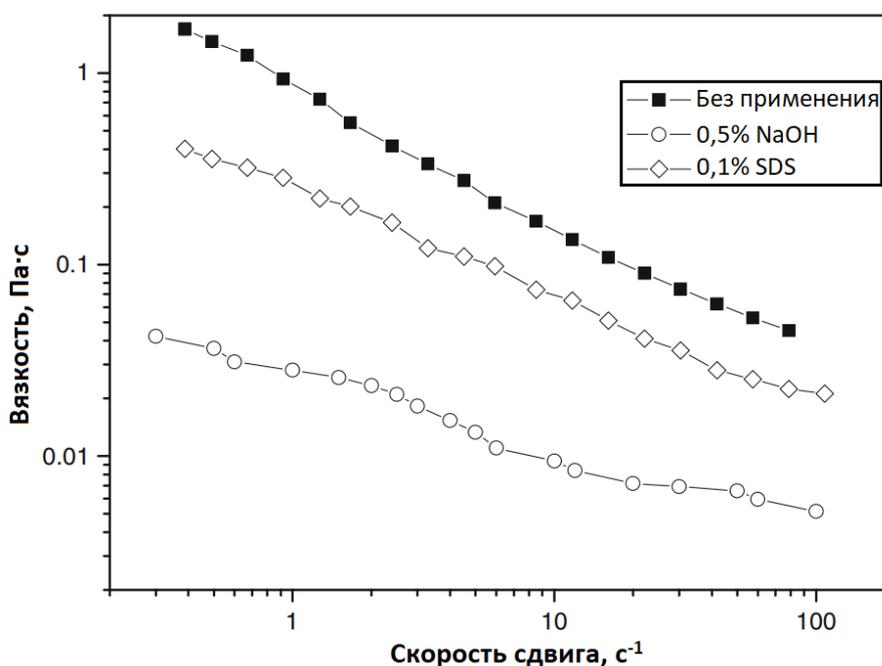


Рисунок 7 – Влияние NaOH и SDS на вязкость 0,1 % РНРАМ раствора [5]

На рисунке 7 представлена графическая зависимость кажущейся вязкости раствора полимера РНРАМ с концентрацией 0,1 % от концентрации SDS ПАВ. Анализируя полученные результаты, можно заметить, что кажущаяся вязкость полимерного раствора уменьшается в присутствии поверхностно-активного вещества. Данные результаты показывают, что ПАВ реагирует с цепочкой полимера в деионизированной воде как

физически, так и химически. Подобная тенденция схожа с той, которую в 1981 году обнаружил Шупе [23]. В то время было выдвинуто предположение, что анионное ПАВ влияет на характер изменения вязкости полиакриламида посредством механизма экранирования зарядов, который вызывает усадку молекулярных цепей полимера и уменьшение гидродинамического радиуса.

2.4.3 Влияние полимера, щелочи и ПАВ на нефтеотдачу при ASP-заводнении

Влияние полимера на нефтеотдачу

На рисунке 8 показан эффект от ASP-заводнения при увеличении нефтеотдачи. При этом концентрация щелочи и ПАВ поддерживалась постоянной. Значительный прирост нефтеотдачи после заводнения наблюдался при закачке оторочки 0,3 PV ASP раствора и 0,2 PV полимера с последующей промывкой водой.

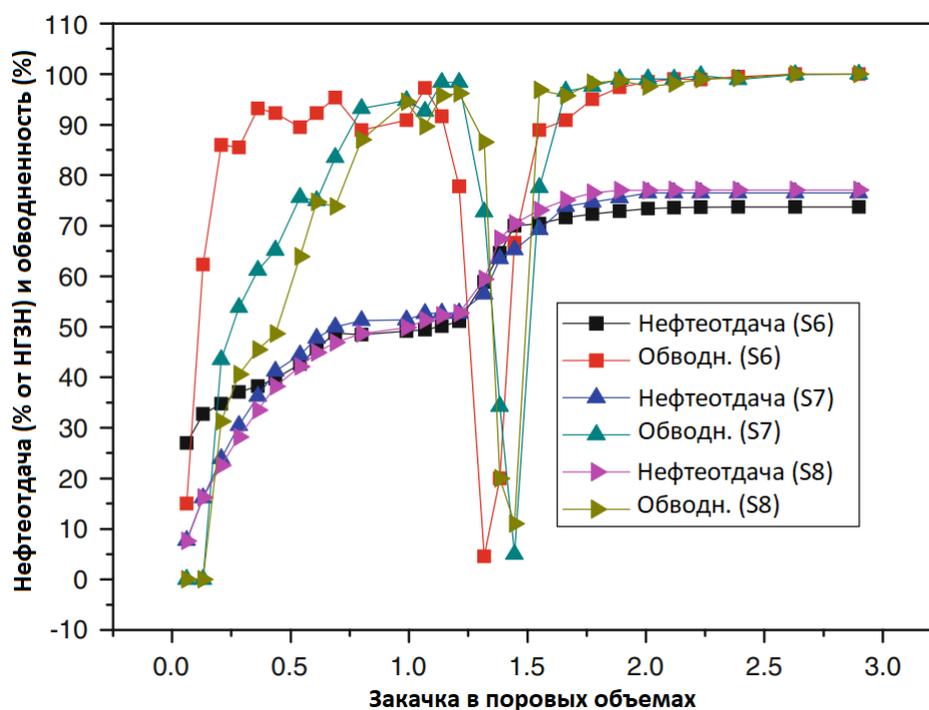


Рисунок 8 – Производственные показатели ASP-заводнения (при использовании 1 % SDS ПАВ и 0,5 % NaOH) [5]

Согласно таблице 2 видно, что дополнительное извлечение нефти увеличивается незначительно при изменении концентрации раствора РНРАМ от 0,15 % до 0,25 %. Закачка полимера увеличивает эффективность охвата и, следовательно, нефтеотдачу, однако после достижения определенной концентрации коэффициент охвата приближается к своему предельному значению, в результате чего и наблюдается лишь незначительное дополнительное извлечение нефти.

Таблица 2 – Показатели извлечения нефти при ASP-заводнении с различной концентрацией полимера [5]

№	Пористость, %	Проницаемость к, Д		Хим. состав оторочки для заводнения	Нефтеотдача после традиционного заводнения при обводненности 95 % (% НГЗН)	Дополнительное извлечение нефти (% НГЗН)	Насыщение, %		
		k_w ($S_w = 1$)	k_o (S_{wi})				S_{wi}	S_{oi}	S_{or}
S6	37,265	1,144	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,20	23,69	18,52	81,48	20,49
S7	36,805	1,145	0,218	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,2 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,2 % буферный р-р + промывка водой	52,80	23,50	17,50	82,50	20,45
S8	37,265	1,143	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,25 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,25 % буферный р-р + промывка водой	52,90	24,20	17,28	82,72	20,40

Влияние щелочи на нефтеотдачу

В таблице 3 представлены результаты трех серий экспериментов по ASP-заводнению, в которых использовались одинаковые объемы закачки различных химических оторочек. Влияние щелочи на эффективность применения ASP-заводнения оценивалось путем изменения её концентрации в оторочке. По результатам проведенных экспериментов выяснено, что увеличение концентрации щелочи приводит к увеличению дополнительного извлечения нефти, что обусловлено незамедлительным взаимодействием щелочи с группами карбоновых кислот сырой нефти и, как следствие, образованием молекул ПАВ. Таким образом, присутствие щелочи в растворе оказывает существенное влияние на величину поверхностного натяжения. В отличие от ПАВ-полимерного заводнения, при использовании системы щелочь-полимер-ПАВ наблюдается значительное снижение поверхностного натяжения за счет комбинированного воздействия ПАВ и щелочи. Данное снижение также может быть связано с механизмом экранирования зарядов и гидролизом полимера. Безусловно, такое изменение поверхностного натяжения является одним из наиболее важных критериев применимости системы (оторочки) с целью повышения нефтеотдачи за счет увеличения числа капиллярности системы нефть – вода.

Таблица 3 – Показатели извлечения нефти при ASP-заводнении с различной концентрацией щелочи [5]

№	Пористость, %	Проницаемость к, Д		Хим. состав оторочки для заводнения	Нефтеотдача после традиционного заводнения при обводненности 95 % (% НГЗН)	Дополнительное извлечение нефти (% НГЗН)	Насыщение, %		
		k_w ($S_w = 1$)	k_o (S_{wi})				S_{wi}	S_{oi}	S_{or}
S9	37,265	1,144	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,02	23,69	18,52	81,48	20,49
S10	37,265	1,145	0,217	0,3 PV (0,7 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,42	24,08	17,28	82,72	19,63
S11	37,265	1,144	0,218	0,3 PV (1,0 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,54	24,91	16,23	83,95	18,77

Влияние ПАВ на нефтеотдачу

Поверхностно-активные вещества достаточно эффективно снижают величину поверхностного натяжения и создают эмульсию пластовых флюидов. Безусловно, ПАВ играет важную роль при проведении ASP-заводнения. В исследовании [5] проведено три серии экспериментов с изменением концентрации ПАВ в нагнетаемой ASP оторочке. По результатам проведенных экспериментов (таблица 4) выяснено, что увеличение концентрации ПАВ значительно увеличивает дополнительное извлечение нефти. Также было замечено, что наиболее заметное увеличение дополнительного извлечения нефти приходится на более низкие концентрации ПАВ. Однако при применении ПАВ можно столкнуться с одной немаловажной проблемой – достаточно быстрое истощение концентрации ПАВ при адсорбции на поверхности зерен горной породы. Данная проблема достаточно эффективно решается посредством применения щелочи.

Таблица 4 – Показатели извлечения нефти при ASP-заводнении с различной концентрацией ПАВ [5]

№	Пористость, %	Проницаемость k, Д		Хим. состав оторочки для заводнения	Нефтеотдача после традиционного заводнения при обводненности 95 % (% НГЗН)	Дополнительное извлечение нефти (% НГЗН)	Насыщение, %		
		k_w ($S_w = 1$)	k_o (S_{wi})				S_{wi}	S_{oi}	S_{or}
S12	37,265	1,144	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,1 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,02	23,69	18,52	81,48	20,49
S13	37,265	1,143	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,2 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	51,18	27,18	16,05	83,95	17,53
S14	37,265	1,143	0,217	0,3 PV (0,5 % NaOH + 0,3 % SDS + 0,15 % РНРАМ) + 0,2 PV 0,15 % буферный р-р + промывка водой	50,09	28,72	17,48	82,52	18,75

2.4.4 Оптимальный состав ASP-оторочки

В рамках проведенных исследований группой ученых из Индийского института технологий проведен ещё один эксперимент, направленный на установление оптимального состава ASP-оторочки для изучаемой модельной системы, представленной на рисунке 5.

По результатам экспериментов (таблица А.3) обнаружено, что увеличение концентрации щелочи, ПАВ и полимера увеличивает дополнительное извлечение нефти, но только до определенной критической концентрации, после которой данное увеличение является незначительным. В зависимости от текущих цен на нефть и стоимости химических реагентов оптимальная концентрация щелочи, ПАВ и полимера в оторочке ASP может варьироваться в пределах определенного диапазона.

На основании проведенного анализа относительной стоимости закачки химических реагентов (ASP-оторочки) и соответствующей им нефтеотдачи (рисунок 9) был определен рекомендуемый диапазон концентраций щелочи, полимера и ПАВ, используемых при проведении экспериментов по заводнению: 0,7-1,0 %масс., 0,15 и 0,25 %, а также 0,2 %масс. соответственно. Однако, поскольку конечный КИН сильно зависит от физико-химических свойств породы-коллектора и флюидов, диапазон концентраций для разных месторождений может варьироваться.

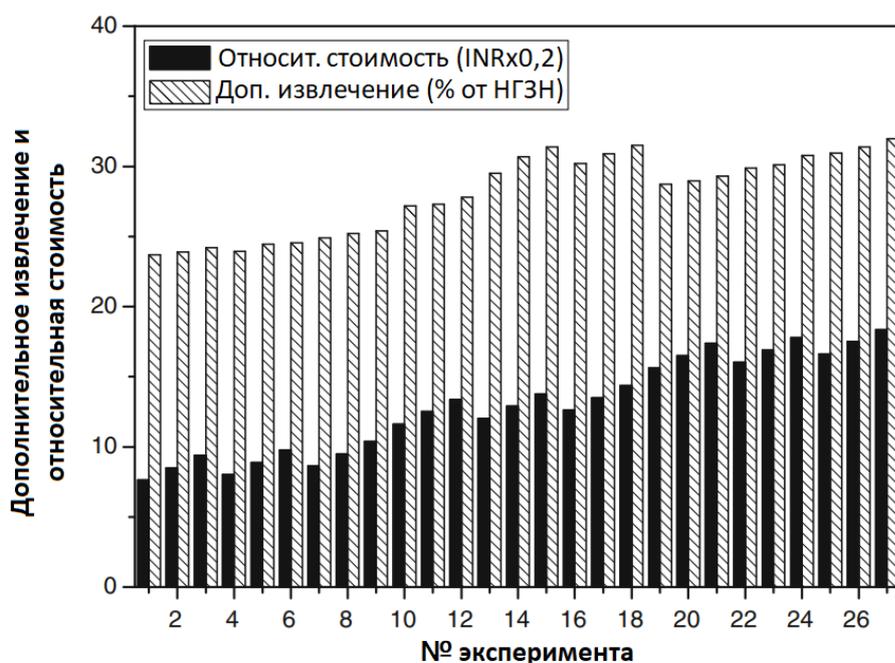


Рисунок 9 – Сравнение дополнительного извлечения нефти с относительной стоимостью химических реагентов для ASP оторочки [5]

Проницаемость пород-коллекторов оказывает сильное влияние на выбор концентрации ASP оторочки при добыче нефти. К примеру, для плохопроницаемых коллекторов, сложенных песчаником, хороший результат увеличения нефтеотдачи может быть достигнут за счет низкой концентрации полимерной оторочки. В слабопроницаемых коллекторах небольшое количество полимера (низкая концентрация полимера и размеры оторочки) эффективно улучшает контроль над подвижностью нефти, что в основном связано с удерживающей способностью полимера. Однако при применении данной технологии в высокопроницаемых коллекторах, наоборот, необходимо придерживаться более низких концентраций полимера (или больших размеров оторочки) по той же самой причине.

Использование высокой концентрации полимера при малых размерах оторочки приводит к значительному увеличению нефтеотдачи в хорошо проницаемых коллекторах, по сравнению со слабопроницаемыми. Сабо и Корп [24] выяснили, что при прокачке больших объемов флюида влияние полимера на извлечение нефти практически не изменяется. Также ими было замечено, что увеличение концентрации полимера вдвое при низких объемах закачки приводит к уменьшению нефтеотдачи в сравнении с потенциально возможным значением.

2.5 Реализация технологии ASP-заводнения на нефтяных месторождениях

Ярчайшим примером реализации технологии ASP-заводнения является разработанный компанией СПД комплексный подход к внедрению данной технологии на Западно-Салымском месторождении в России, рисунок 10. Выбор в пользу комплексного

подхода продиктован применением дорогостоящих химических реагентов, подбор которых должен проводиться тщательно с целью минимизации рисков и экономических потерь.

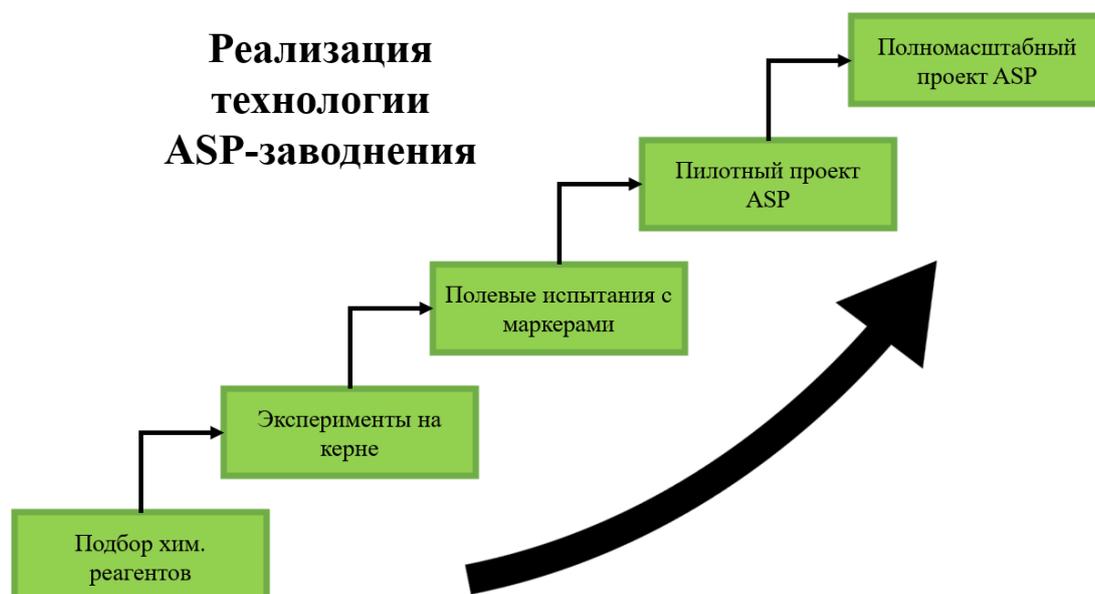


Рисунок 10 – Комплексный подход к внедрению технологии ASP-заводнения на Западно-Салымском месторождении

Первые три этапа, состоящие из лабораторных и полевых испытаний с маркерами направлены на подбор оптимальной рецептуры ASP-заводнения для проведения пилотного проекта.

2.5.1 Лабораторные исследования

На начальном этапе реализации технологии проводится целый набор лабораторных исследований для определения состава ASP раствора, эффективно работающего в условиях конкретного месторождения.

В первую очередь проводится подбор ПАВ и полимера, показавших физико-химическую стабильность в пластовых условиях. Наиболее важными являются длительные лабораторные исследования на температурную стабильность ПАВ и полимера. Пробирки с водным раствором химического реагента помещаются в печь на период от нескольких недель до нескольких месяцев, по истечению которого реагенты тестируются на изменение их физико-химических свойств. Также полимер дополнительно испытывается в фильтрационных экспериментах и лабораторных измерениях вязкости при различных скоростях сдвига.

На следующем этапе проводятся тесты на водорастворимость компонентов ASP (в основном ПАВ) и на фазовое поведение для определения способности ASP раствора образовывать микроэмульсии с нефтью. В таких тестах химические реагенты смешиваются с раствором соли в испытательной пробирке и выдерживаются при пластовой температуре. В случае если ПАВ плохо растворим в воде (рисунок 11), то в раствор могут добавлять различные растворители, к примеру – изобутанол.



Рисунок 11 – Результаты тестов на водорастворимость ПАВ для условий Западно-Салымского месторождения [25]

В случае с тестом на фазовое поведение в пробирку добавляют сырую дегазированную нефть с месторождения. Из рисунка 12 видно, что в зависимости от солености различают три типа микроэмульсий: I тип – микроэмульсия нефти в воде, II тип – микроэмульсия вода в нефти и III тип – биконтинуальная микроэмульсия. Одной из важных целей такого исследования является подбор ПАВ, обладающих высоким отношением солюбилизации нефти к объемам ПАВ и воды к объемам ПАВ. Такой результат будет получен лишь в случае, если объем так называемой третьей фазы будет наибольшим. Оптимальная соленость в данном случае соответствует максимальному объему третьей фазы [19].

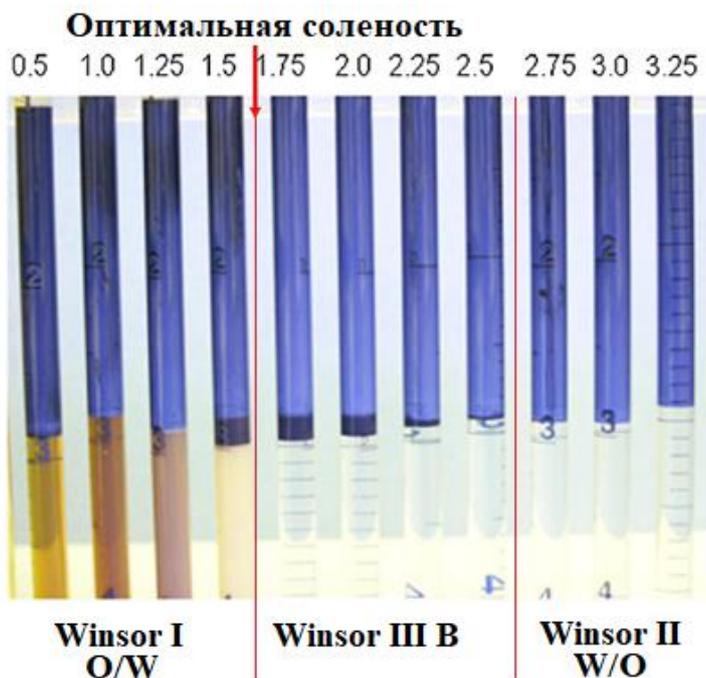


Рисунок 12 – Результаты тестов на водорастворимость ПАВ для условий Западно-Салымского месторождения [19]

Также одним из наиболее важных лабораторных исследований при подборе ПАВ являются тесты на способность ПАВ снижать поверхностное натяжение на границах с нефтью и горной породой. Наиболее простым и быстрым исследованием в данном направлении является сталагмометрический метод, основанный на косвенном определении величины поверхностного натяжения и адсорбции путем измерения объема капли исследуемого раствора ПАВ на сталагмометре. Сущность данного метода будет более подробно раскрыта в следующей главе настоящей выпускной квалификационной работы.

После проведения начального набора лабораторных испытаний по подбору химических реагентов осуществляются фильтрационные эксперименты на керне, являющиеся более сложными по сравнению с традиционными в связи с использованием значительного количества химических реагентов.

После создания начальной нефтенасыщенности в керне последовательность закачки состоит из следующих этапов:

1. Традиционное заводнение: закачка модельной пластовой воды. Данный этап продолжается до вытеснения максимально возможного количества мобильной нефти из керна;

2. Закачка оторочки ASP. При закачке ASP раствора в керн происходит мобилизация защемленной нефти, которая образует нефтяной вал. На выходе из колонки содержание нефти в таком вале составляет 30-40 %;

3. Заводнение полимерным раствором для вытеснения мобилизированной нефти и оторочки ASP из керна. В начале закачки полимера обычно наблюдается добыча чистой нефти из нефтяного вала. В конце этапа нефть добывается в основном в виде эмульсии;

4. Постзаводнение – закачка модельной пластовой воды для поддержания давления при вытеснении закачанных химических реагентов из керна и образовавшихся водо-нефтяных эмульсий [25].

Во время проведения эксперимента ведется контроль за расходом щелочи, содержанием нефти в добываемой жидкости, добычей остаточной нефти, а также расходом ПАВ и pH воды на выходе из установки.

Для подтверждения успешности проведения фильтрационных экспериментов на керне замеряется остаточная нефтенасыщенность до проведения исследования, после традиционного заводнения и после ASP-заводнения. После чего рассчитывается дополнительный КИН и определяются потери ПАВ и щелочи.

После успешного проведения всех лабораторных исследований принимается решение о применении полученной рецептуры ASP раствора в полевых испытаниях с маркерами на одной скважине.

2.5.2 Полевые испытания с маркерами

Целью полевых испытаний с маркерами является измерение эффективности применения полученной рецептуры ASP раствора в полевых условиях. Измерение эффективности проводится путем сравнения остаточной нефтенасыщенности до и после ASP-заводнения в зоне, охваченной таким испытанием. Измерение остаточной нефтенасыщенности проводится при помощи технологии закачки водных растворов, содержащих маркеры [26].

В качестве маркера наиболее часто используется этилацетат (EtAc), который в ходе исследования распределяется между неподвижной фазой (защемленной нефтью) и мобильной фазой (смесью пластовой и закачанной вод).

После закачки строго отмеренного объема такой оторочки нагнетательную скважину закрывают на несколько дней. В это время происходит распределение маркера между фазами и превращение маркера, оставшегося в водной фазе, в этанол (EtOH) в результате гидролиза. После этого в скважину спускают насос и откачивают закачанную жидкость. В добытой жидкости проводят измерения концентраций EtAc и EtOH, после чего вычисляют усредненную остаточную нефтенасыщенность исследуемой зоны.

В идеальном случае измерение концентраций как функция объема добытой жидкости представляет собой сдвинутые относительно друг друга колоколообразные кривые, рисунок 13.

Сдвиг между пиками кривых концентраций EtOH и EtAc представляет собой меру остаточной нефтенасыщенности: чем больше сдвиг между пиками кривых, тем больше остаточная нефтенасыщенность. В реальном же случае на форму кривых влияет множество факторов, такие как: перетоки между пластами и перераспределение жидкостей при закрытии скважины, постоянный гидролиз этилацетата, смещение закачанных оторочек из-за влияния соседних скважин системы ППД и т.д.

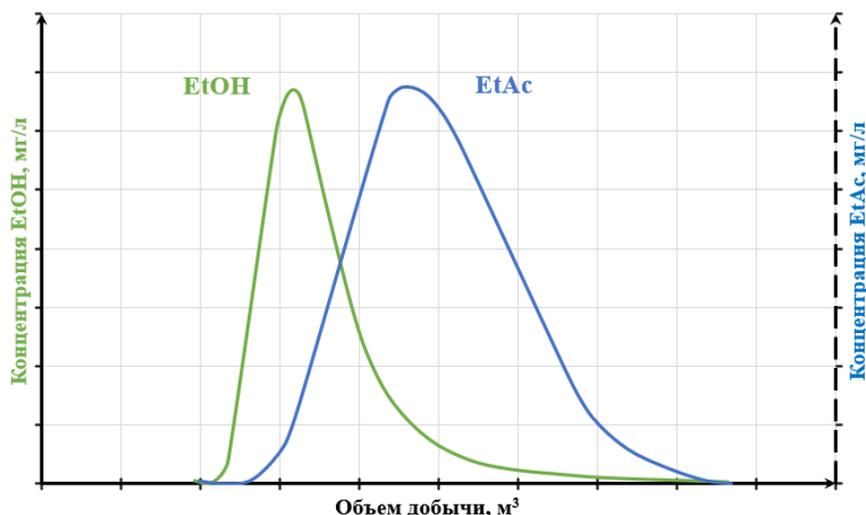


Рисунок 13 – Результат идеального испытания с маркерами

На основании результатов полевых испытаний с маркерами принимается окончательное решение об использовании полученной рецептуры для проведения полноценного пилотного проекта ASP.

2.5.3 Технологический процесс проведения мероприятий по реализации технологии ASP-заводнения

Процесс проведения технологии ASP-заводнения состоит из комплекса мероприятий, выполняющихся в определенной последовательности с целью обеспечения качественного вытеснения остаточной нефти из обрабатываемого пласта.

В процессе подготовки к проведению технологии необходимо проверить исправность фонтанной арматуры нагнетательных скважин и убедиться в отсутствии заколонной циркуляции (ЗКЦ). Перед проведением работ проводится комплекс геофизических исследований (ГИС), включающий в себя расходомерию и термометрию для определения работающей толщины пласта. При выявлении ЗКЦ необходимо проведение ремонтно-изоляционных работ.

На основе суточной закачки блока кустовой насосной станции (КНС) определяется приемистость нагнетательных скважин. При низкой приемистости перед проведением технологии проводится обработка ПЗП.

Технологические параметры процесса, а именно концентрация и объем оторочек рабочих агентов, устанавливаются на основании результатов лабораторных исследований и промысловых испытаний. На выбор технологических параметров влияют геологическое строение пласта, особенности разработки, а также приемистость скважин. Скорость закачки раствора не должна превышать 5 м/с, это позволит не допустить механической деструкции полимера. Оптимальным давлением закачки является 20-22 МПа [27].

Перед проведением работ необходимо уточнить параметры работы скважины, провести контрольный замер дебита, отобрать 2-3 пробы жидкости, определить обводненность продукции.

На скважину доставляется необходимое количество реагентов, оборудование и агрегаты, необходимые для проведения мероприятия.

Процесс подготовки ASP раствора состоит из:

- Водоочистки;
- Поточного смешивания подготовленной воды с сыпучими хим. реагентами;
- Подготовки вязкого раствора полимера в обескислороженной среде;
- Откачивания вязкого анионного ПАВ из емкостей с последовательным смешиванием с растворителем и водой [28].

После проведения подготовительных мероприятий приступают непосредственно к самому заводнению, состоящему из четырех основных этапов:

1. Традиционное заводнение: закачка в пласт буферного раствора (модельной пластовой воды) для изменения солености воды коллектора с целью уменьшения потерь ПАВ при последующей закачке оторочки ASP или уменьшения риска солеотложения при взаимодействии пластовой воды с раствором ASP. Иногда данный этап может выполняться с применением раствора солей, щелочи или полимера. Объемы предварительной закачки могут варьироваться вследствие того, что каждый исследуемый объект разработки является уникальным. В основном данный этап проводится до вытеснения максимально возможного количества мобильной нефти из пласта;

2. Закачка оторочки ASP. Максимальный объем оторочки, используемый в коммерческих проектах, составляет около 30 % порового объема коллектора. После закачки в пласт ASP раствор начинает мобилизовать зацементированную нефть, которая формирует нефтяной вал;

3. Заводнение полимерным раствором. Такой раствор закачивается с целью вытеснения оторочки ASP и мобилизованной нефти в направлении добывающих скважин. В среднем размер оторочки для данного этапа составляет 24,2 % порового объема;

4. Постзаводнение – закачка модельной пластовой воды с целью поддержания пластового давления при вытеснении закачанных химических реагентов и образовавшихся водо-нефтяных эмульсий. В среднем объемы закачиваемой воды для данного этапа составляют 30 % от порового объема [21, 25, 29].

Для проведения работ по закачке оторочек в пласт могут применяться мобильные самоходные установки УНС-КУДР и УДР-32М, а также ЦА-320 на базе автомобилей КАМАЗ/Урал.

Комплекс Установок подготовки, дозирования и закачки химических Реагентов УНС-КУДР с автоматизированной системой управления предназначен для приготовления и закачки полимерного раствора, а также водного раствора жидких и сыпучих химреагентов под давлением в эксплуатационные скважины с заданным расходом для реализации технологий повышения нефтеотдачи пластов.

Комплекс способен в автоматическом режиме обрабатывать и записывать информацию по закачке: расход, давление, температуру.

Установка дозирования реагента УДР-32М предназначена для приготовления и закачки на устье скважины пульпы, содержащей растворенный полимер и сшиватель. Установка специализируется на работах по технологиям: СПС (Сшитые полимерные системы), РИТИН (Ритековский полимер), КПС (Капсулированная полимерная система).

Для того чтобы полимер полностью растворился, глубина залегания продуктивного пласта должна быть не менее 700 м [30].

Цементировочный агрегат ЦА-320 предназначен для нагнетания в скважину различных жидких сред при их цементировании в процессе бурения, КРС, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Помимо применения вышеперечисленных мобильных установок и агрегатов для проведения мероприятий по реализации технологии ASP-заводнения возможно использование стационарных систем, в состав которых могут входить резервуары и насосные станции для хранения и перекачки жидких компонентов, установки подготовки химических реагентов и воды, а также установки смешения компонентов ASP.

Решение в пользу определенного варианта проведения технологии ASP-заводнения должно приниматься для каждого случая индивидуально, т.к. все нефтяные месторождения являются уникальными. Таким образом, на данный выбор может повлиять несколько факторов: площадь месторождения, начальные запасы нефти и газа, необходимость частого применения технологии, географическое расположение производственного участка и климатические условия местности, сложности с доставкой оборудования, экономическая целесообразность и мн. др.

2.6 Заключение по разделу

Технология ASP-заводнения на сегодняшний день является одним из самых эффективных химических МУН. Синергетическое сочетание щелочи, ПАВ и полимера заметно увеличивает мобильность нефти в пласте, способствует разрыву и отрыванию плёнок нефти с поверхности пор и каналов, и стабилизирует фронт вытеснения флюида. Помимо увеличения нефтеотдачи данная смесь компонентов снижает обводнённость добываемой продукции, что также повышает дебит нефти.

Согласно обзору международного опыта применения данной технологии на месторождениях Китая, США, Канады, Индии и России средний прирост КИН проведенных полномасштабных пилотных испытаний составляет около 15-25 %. Промышленные испытания данной технологии в России доказали эффективность её применения на месторождениях Западной Сибири. Таким образом, применение данной технологии может привлечь интерес российских нефтяных компаний к продолжению разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, открытых в 60-80-х годах прошлого столетия.

Эффективность применения технологии ASP-заводнения выявлена путем изучения механизма комбинированного воздействия щелочи, ПАВ и полимера, а также обзором лабораторных и полевых испытаний.

На основании проведенного анализа лабораторных исследований был выделен рекомендуемый диапазон концентраций щелочи, полимера и ПАВ, используемых при проведении экспериментов по заводнению: 0,7-1,0 %масс., 0,15 и 0,25 %, а также 0,2 %масс. соответственно. Однако, поскольку конечный КИН сильно зависит от физико-химических свойств породы-коллектора и флюидов, диапазон концентраций для разных месторождений может варьироваться.

Согласно проведенным в Индии и Техасе лабораторным исследованиям на песчаных набивках выявлено следующее:

1. Полимер увеличивает поверхностное натяжение раствора ПАВ из-за взаимодействия функциональных групп;

2. Добавление щелочи значительно снижает поверхностное натяжение раствора ПАВ, что связано со снижением поверхностного натяжения воды. Увеличение концентрации щелочи приводит к увеличению дополнительного извлечения нефти, что обусловлено незамедлительным взаимодействием щелочи с группами карбоновых кислот сырой нефти и, как следствие, образованием новых молекул ПАВ;

3. Кажущаяся вязкость полимерного раствора уменьшается в присутствии поверхностно-активного вещества;

4. Закачка полимера увеличивает эффективность охвата и, следовательно, нефтеотдачу. После достижения определенной концентрации полимера коэффициент охвата приближается к своему предельному значению, в результате чего наблюдается лишь незначительное дополнительное извлечение нефти;

5. Увеличение концентрации ПАВ значительно повышает величину дополнительного извлечения нефти. Наиболее заметное увеличение дополнительного извлечения нефти приходится на более низкие концентрации ПАВ.

3 ИЗУЧЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ АДСОРБЦИИ ПАВ ИЗ ВОДНОГО РАСТВОРА НА ТВЕРДЫХ АДСОРБЕНТАХ И НА ГРАНИЦЕ С НЕФТЬЮ

Особенностью дисперсных систем является наличие огромной по величине межфазной поверхности. Поверхностный слой обладает избыточной (поверхностной) энергией G_s , представляющей собой произведение поверхностного натяжения σ и суммарной поверхности раздела фаз S .

Как известно, любые процессы будут протекать самопроизвольно в случае, если они сопровождаются уменьшением свободной энергии. Снижение поверхностной энергии может достигаться двумя путями:

- за счет уменьшения поверхностного натяжения;
- за счет уменьшения поверхности раздела фаз.

В связи с этим все поверхностные явления делятся на две группы.

К первой группе относятся явления, происходящие при постоянстве поверхностного натяжения, а уменьшение поверхностной энергии обусловлено снижением поверхности раздела фаз. Это снижение может быть реализовано за счет укрупнения частиц, а также образования сферической или идеально гладкой поверхности.

Ко второй группе относятся явления, связанные со снижением поверхностного натяжения при неизменной величине поверхности раздела фаз. К таким явлениям относятся: тепловые процессы (при смачивании, адгезии, образование новой поверхности), механические процессы (капиллярные явления), электрические (явления возникновения двойного электрического слоя, электрокинетические явления), химические процессы (адсорбция, адгезия) и многие другие [31].

Адсорбция – наиболее распространенное поверхностное явление. Чаще всего адсорбция представляет собой процесс самопроизвольного концентрирования вещества в поверхностном слое, в результате которого уменьшается поверхностное натяжение. Связь между избытком компонента в поверхностном слое и снижением поверхностного натяжения выражается фундаментальным адсорбционным уравнением Гиббса (8):

$$\Gamma = -\frac{C}{RT} \cdot \frac{d\sigma}{dC}, \quad (8)$$

где Γ – величина адсорбции;

C – концентрация вещества;

σ – поверхностное натяжение;

R – универсальная газовая постоянная;

T – температура.

Из уравнения Гиббса вытекает понятие поверхностной активности (формула 9), характеризующей способность растворенных веществ изменять поверхностное натяжение растворителя.

$$g = - \left(\frac{d\sigma}{dC} \right)_{c \rightarrow 0} \quad (9)$$

Зависимость величины адсорбции от концентрации адсорбированного вещества при постоянной температуре называется изотермой адсорбции.

Полная изотерма адсорбции (рисунок 14) имеет три характерных участка, соответствующих малым (OB), средним (BD) и большим (DE) концентрациям растворенного ПАВ. В зависимости от исследуемых концентраций ПАВ, изотерма адсорбции может описываться различными уравнениями адсорбционного анализа.

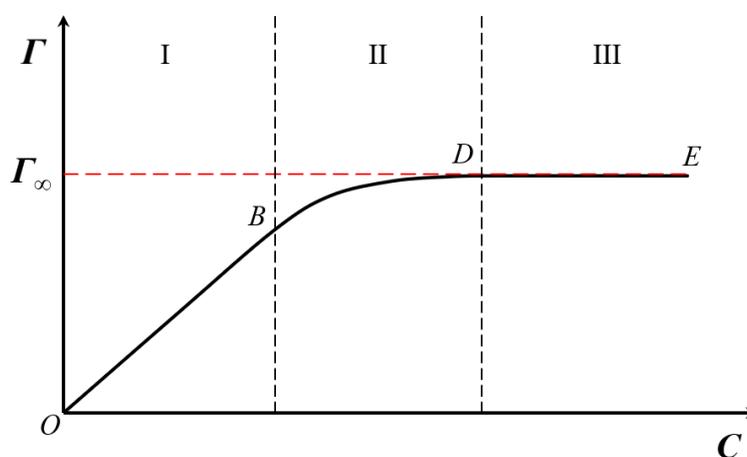


Рисунок 14 – Полная изотерма адсорбции

Одной из важных характеристик процесса адсорбции является емкость монослоя Γ_{∞} (или предельная величина адсорбции), представляющая собой число молей ПАВ, приходящихся на одну единицу поверхности в насыщенном адсорбционном слое [31].

Целью данного раздела настоящей выпускной квалификационной работы является отработка методических рекомендаций посредством исследования модельной системы для изучения поверхностного натяжения и закономерностей адсорбции поверхностно-активного вещества из водного раствора на твердых адсорбентах и на границе с нефтью.

Необходимость в изучении данной тематики продиктована нехваткой лабораторных исследований в области поверхностных явлений и адсорбции ПАВ из водных растворов средней и большей концентраций (области II и III, рисунок 14).

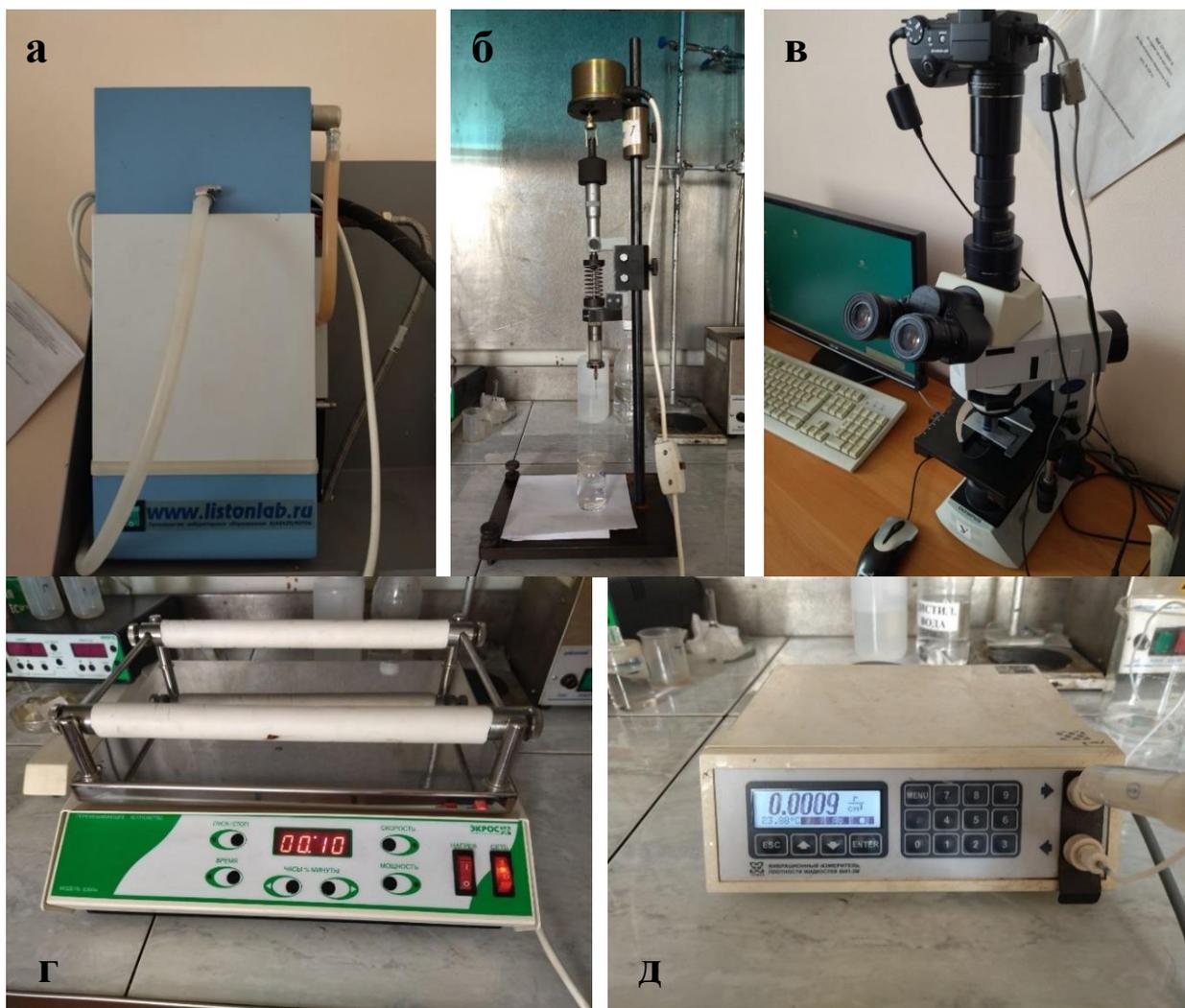
В дальнейшем при доработке данной методики возможно её применение при подборе ПАВ с целью проведения ПАВ, ПАВ-полимерного ASP- и SAP-заводнений, а также при анализе адсорбционной способности исследуемых твердых адсорбентов.

3.1 Применяемое оборудование и материалы

Исследование проводилось с применением следующего оборудования (рисунок 15): электрический аквадистиллятор LISTEN A 1204, сталагмометр СТ-2 (цена деления 0,01 мм, диапазон измерения 25-50 см, допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,0025$ см), устройство перемешивания ПЭ-6300М, вибрационный измеритель плотности ВИП-2М (цена деления 0,0001 г/см³, диапазон измерения 0,65-2,0 г/см³, допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,0003$ г/см³), модульный биологический микроскоп Olympus CX41.

Используемые материалы:

1. **ПАВ:** изопропиловый спирт (2-пропанол);
2. **Твердые адсорбенты:** уголь (масса навески 0,75 г в 50 мл), смесь богашевской глины (масса навески $0,6 \pm 0,015$ г в 30 мл) с двуокисью кремния SiO₂ (масса навески $0,6 \pm 0,013$ г в 30 мл), рисунки 16 и 17;
3. **Нефть:** месторождение X, скважина № 335. Плотность – 819,53 кг/м³.

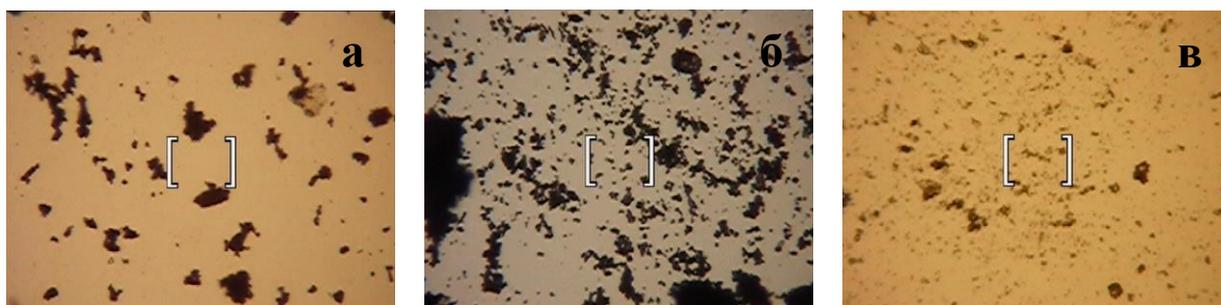


а – LISTEN A 1204; б – СТ-2; в – Olympus CX41; г – ПЭ-6300М; д – ВИП-2М
Рисунок 15 – Применяемое оборудование



а – уголь; б – богашевская глина; в – двуокись кремния

Рисунок 16 – Исследуемые твердые адсорбенты



а – уголь (3,13 – 82,3 мкм): $d_{\text{ср}} = 20,1$ мкм; б – богашевская глина (2,95 – 218 мкм): $d_{\text{ср}} = 24,1$ мкм; в – двуокись кремния (1,04 – 56,9): $d_{\text{ср}} = 17,9$ мкм

Рисунок 17 – Оптическая микроскопия исследуемых адсорбентов

3.2 Методика проведения эксперимента

3.2.1 Адсорбция на границе твердое тело – жидкость

Настоящая методика проведения эксперимента основана на методических рекомендациях [31] и [32] с использованием эмпирического уравнения Шишковского, описывающего зависимость поверхностного натяжения от концентрации ПАВ.

В тщательно вымытых хромовой смесью и затем дистиллированной водой мерных колбах приготавливаются растворы исследуемого ПАВ определенных концентраций, таблица 5. Для этого в мерные колбы на 100 мл необходимо налить раствор ПАВ в количестве, указанном в таблице 5, после чего добавить дистиллированной воды до метки. Непосредственно после приготовления и перед началом использования растворы необходимо тщательно перемешать в течение 10 минут.

Таблица 5 – Приготовление растворов ПАВ определенных концентраций

№ опыта	ПАВ №1		ПАВ №2	
	C, моль/л	V, мл	C, моль/л	V, мл
1	0,2	1,53	0,2	1,53
2	0,3	2,29	0,3	2,29
3	0,4	3,06	0,4	3,06
4	0,5	3,82	0,5	3,82
5	0,6	4,59	0,6	4,59

Адсорбция ПАВ на твердых адсорбентах достигается через 1-1,5 часа (для угля). Поэтому проводить соответствующие эксперименты по адсорбции необходимо

заблаговременно. Для этого исследуемый твердый адсорбент необходимо предварительно хорошо измельчить в ступке, после чего взять навеску в количестве 2 г. Далее отобранные навески поместить в колбы с растворами по 50 мл, перемешать в течение 10-15 минут и оставить стоять до начала измерений в течение одного часа. В это время можно приступить к измерениям поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ.

Предварительно перед началом постановки эксперимента необходимо определить константу прямого капилляра по формуле (10):

$$K_{\text{пр}} = \frac{28,5}{\Delta V \cdot (\rho_{\text{T}} - \rho_{\text{вздох}})}, \quad (10)$$

где 28,5 – поверхностное натяжение на границе толуол – воздух, мН/м;

$\rho_{\text{вздох}}$ – плотность воздуха, кг/м³;

ρ_{T} – плотность толуола, кг/м³;

ΔV – среднеарифметическая величина объема капли, у.ед.

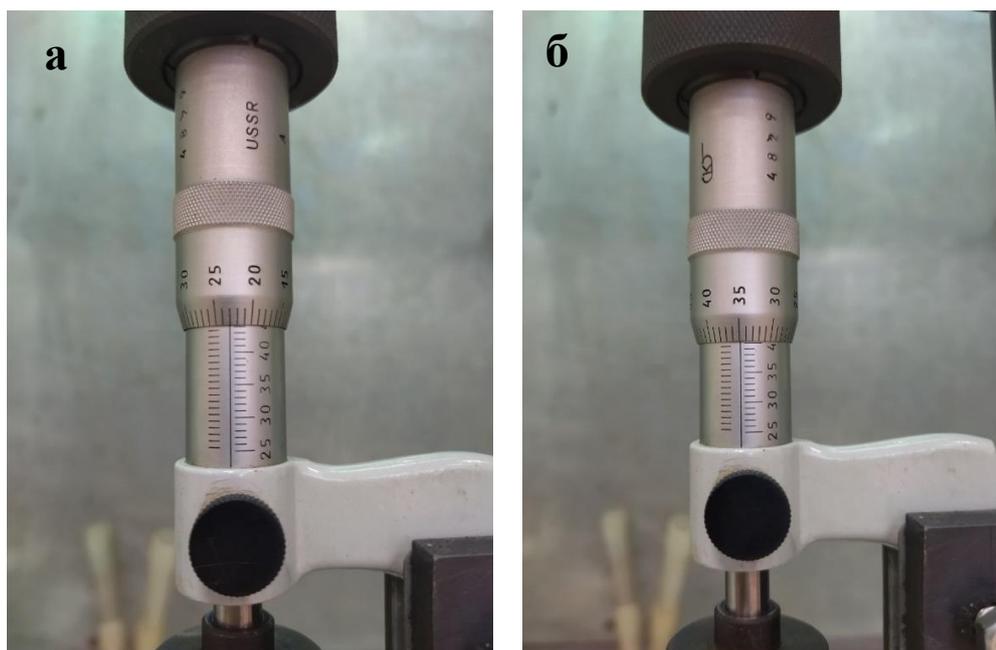
Для определения среднеарифметического объема выдавливаемой капли необходимо снять показания со шкалы стебля (значения до запятой) и шкалы барабана (значения после запятой) микрометра непосредственно до и после проведения эксперимента (рисунок 18), после чего определить разницу между ними и разделить её на количество капель, формула (11):

$$\Delta V = \frac{x_1 - x_2}{N}, \quad (11)$$

где x_1 – показания микрометра до эксперимента, см;

x_2 – показания микрометра после эксперимента, см;

N – количество капель, шт.



а – величина x_1 ; б – величина x_2

Рисунок 18 – Измерение среднего объема выдавливаемой капли

С целью увеличения точности эксперимента рекомендуется провести 50-100 итераций.

Результаты определения константы прямого капилляра оформить в виде таблицы 6.

Таблица 6 – Определение константы прямого капилляра

№	N	$\rho_{\text{вздох}}$	ρ_{T}	$\sigma_{\text{T-вздох}}$	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{пр}}$
...

Определение поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ проводится косвенным методом путем измерения объема капли, проходящей через капилляр сталагмометра и плотности исследуемых жидкостей. Для этого необходимо заполнить шприц исследуемым раствором ПАВ, надеть на кончик шприца прямой капилляр и подставить под него стакан для слива жидкости, после чего провести измерение объема выдавливаемой капли не менее 50 раз.

Плотности исследуемых жидкостей определяются при помощи вибрационного измерителя плотности ВИП-2М. При этом необходимо выполнить не менее трех измерений, после чего определить среднеарифметическую величину.

Расчеты поверхностного натяжения производятся по формуле (12):

$$\sigma_{\text{ПАВ}} = K_{\text{пр}} \cdot \Delta V \cdot (\rho_{\text{р-ра}} - \rho_{\text{вздох}}), \quad (12)$$

где $K_{\text{пр}}$ – константа прямого капилляра, (мН/м)/(кг/м³);

ΔV – среднеарифметическая величина объема капли, у.ед.;

$\rho_{\text{вздох}}$ – плотность воздуха, кг/м³;

$\rho_{\text{р-ра}}$ – плотность раствора ПАВ, кг/м³.

Результаты определения поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ при различных концентрациях оформить в виде таблицы 7.

Таблица 7 – Определение поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ

№	C	$\rho_{\text{р-ра}}$	$\rho_{\text{вздох}}$	N	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{пр}}$	$\sigma_{\text{ПАВ}}$
...

После определения поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ приступить к определению поверхностного натяжения растворов ПАВ после адсорбции на твердых адсорбентах. Для этого растворы с твердым адсорбентом необходимо отфильтровать через фильтровую бумагу (предпочтительно синей линии), после чего приступить к проведению эксперимента. Концептуально методология определения поверхностного натяжения не отличается от вышеописанной, за исключением отсутствия необходимости расчета константы прямого капилляра. Полученные результаты рекомендуется занести в таблицу, по структуре схожую с таблицей 7.

По полученным данным построить изотермы поверхностного натяжения (рисунок 19) путем аппроксимации экспериментальных значений по уравнению Шишковского, формула (13):

$$\sigma_m = \sigma_0 - B \cdot \ln(1 + AC), \quad (13)$$

где σ_m – модельное (аппроксимированное) значение поверхностного натяжения, мН/м;

σ_0 – табличное значение поверхностного натяжения воды, мН/м;

A – константа для конкретного ПАВ (равна константе адсорбционного равновесия), м³/кмоль;

C – концентрация исследуемого ПАВ в растворе, кмоль/м³;

B – константа для всего гомологического ряда ПАВ, мН/м;

Аппроксимацию полученных экспериментальных значений поверхностного натяжения можно реализовать путем применения метода наименьших квадратов посредством нелинейного программирования в программном комплексе Excel.

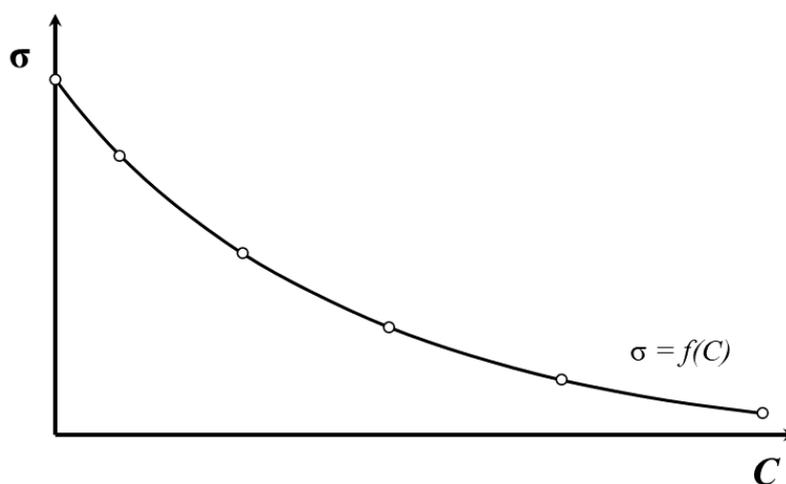


Рисунок 19 – Изотерма поверхностного натяжения

Для оценки качества проведения аппроксимации необходимо определить коэффициент детерминации полученной модели (уравнения) по формуле (14):

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST}, \quad (14)$$

где $SSE = \sum_{i=1}^n (y_i - y_{mi})^2$ – сумма квадратов ошибки регрессии;

$SST = \sum_{i=1}^n (y_i)^2 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i)^2}{n}$ – сумма квадратов отклонений данных от среднего значения.

Для удобства проведения аппроксимации расчеты рекомендуется занести в таблицу 8.

Таблица 8 – Аппроксимация экспериментальных значений поверхностного натяжения

C	σ_i	σ_i^2	σ_{mi}	$(\sigma_i - \sigma_{mi})^2$	B	A	SSE	SST	R^2
...

После получения уравнения, описывающего поведение экспериментальных значений поверхностного натяжения, приступить к расчету и построению изотерм адсорбции, рисунок 20.

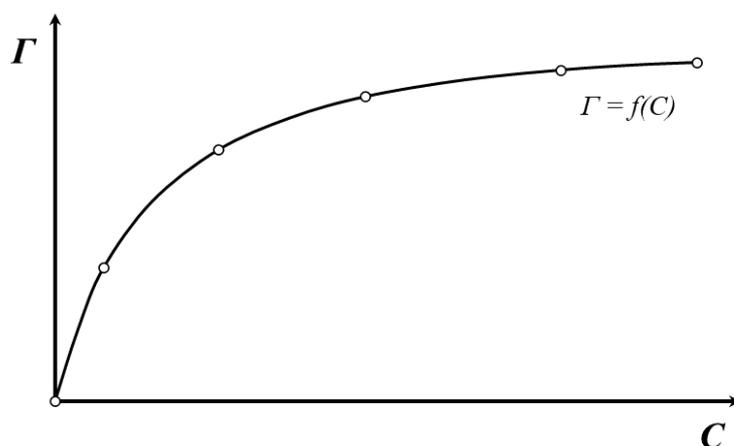


Рисунок 20 – Изотерма адсорбции

Стоит отметить, что изотерму адсорбции для растворов ПАВ после адсорбции необходимо строить от равновесной концентрации C_p , поскольку часть молекул ПАВ поглотилась поверхностью твердых адсорбентов.

Значение равновесной концентрации для каждого раствора ПАВ после адсорбции можно определить при помощи калибровочного графика, представленного изотермой поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ, построенной ранее. Для этого по калибровочному графику находят значения равновесных концентраций растворов, отвечающие величинам поверхностных натяжений растворов, измеренных после контакта с твердыми адсорбентами, рисунок 21. Например, раствор с исходной концентрацией C_1 , имеющий поверхностное натяжение σ_1 , после контакта с твердыми адсорбентами покажет более высокое значение поверхностного натяжения σ_2 . Этой величине будет отвечать равновесная концентрация раствора C_2 , меньшая исходной концентрации C_1 .

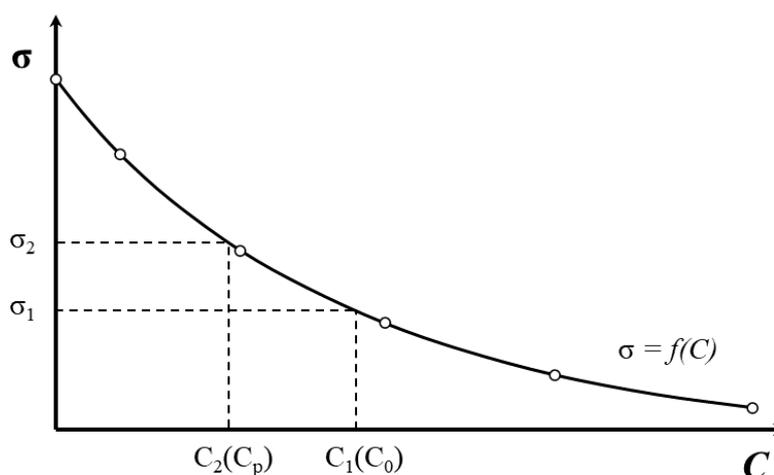


Рисунок 21 – Калибровочный график для определения равновесной концентрации

Величина адсорбции может быть вычислена по уравнению Гиббса путем дифференцирования уравнения Шишковского, формула (15):

$$\Gamma = -\frac{C}{RT} \cdot \frac{d\sigma}{dC} = \frac{C}{RT} \cdot \frac{BA}{1+AC}, \quad (15)$$

где $R = 8,314 \cdot 10^6$ – универсальная газовая постоянная, мДж/(К·кмоль);

T – температура, К.

Для нахождения величины предельной адсорбции с целью описания возможного поведения изотермы необходимо взять предел от адсорбции Γ при концентрации, стремящейся к бесконечности, и по полученному уравнению (16) произвести необходимые расчеты:

$$\Gamma_{\infty} = \lim_{C \rightarrow \infty} \Gamma = \frac{C}{RT} \cdot \frac{BA}{1+AC} = \frac{B}{RT}$$

$$\Gamma_{\infty} = \frac{B}{RT} \quad (16)$$

Результаты расчета оформляются в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Результаты расчета для построения изотермы адсорбции

C (или C_p)	B	A	R	T	Γ	Γ_{∞}
...

3.2.2 Адсорбция на границе жидкость – жидкость

Для измерения межфазного поверхностного натяжения на границе нефти с раствором ПАВ в первую очередь необходимо определить константу изогнутого капилляра по формуле (17):

$$K_{из} = \frac{36,1}{\Delta V \cdot (\rho_B - \rho_T)}, \quad (17)$$

где 36,1 – поверхностное натяжение на границе толуол – дистиллированная вода, мН/м;

ρ_B – плотность воды, кг/м³;

ρ_T – плотность толуола, кг/м³;

ΔV – среднеарифметическая величина объема капли, у.ед.

Определение среднеарифметической величины объема капли производится аналогично предыдущему подпункту с использованием формулы (11).

С целью увеличения точности эксперимента рекомендуется провести 20-25 итераций.

Результаты определения константы изогнутого капилляра оформляются в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Определение константы изогнутого капилляра

№	N	ρ_B	ρ_T	σ_{T-B}	x_1	x_2	ΔV	$K_{из}$
...

Для определения межфазного поверхностного натяжения необходимо заполнить шприц исследуемой нефтью, надеть на кончик шприца изогнутый капилляр и погрузить его в стакан с исследуемым раствором ПАВ, после чего провести измерение объема выдавливаемой капли не менее 10 раз. Снижение количества итераций для увеличения точности эксперимента обусловлено уменьшением проходного сечения капилляра вследствие отложений на его внутренней поверхности парафинов нефти.

Также после каждого эксперимента необходимо тщательно отчищать внутреннюю поверхность капилляра путем многократных промывок растворителем (бензин, керосин и пр.) и затем – спиртом. После чего произвести осушку воздухом до полного высыхания.

Плотность исследуемых жидкостей определяются также при помощи вибрационного измерителя плотности ВИП-2М. При этом необходимо выполнить не менее трех измерений, после чего определить среднеарифметическую величину.

Расчет величины межфазного поверхностного натяжения производится по формуле (18):

$$\sigma_{\text{н}} = K_{\text{из}} \cdot \Delta V \cdot (\rho_{\text{р-ра}} - \rho_{\text{н}}), \quad (18)$$

где $K_{\text{из}}$ – константа изогнутого капилляра, (мН/м)/(кг/м³);

ΔV – среднеарифметическая величина объема выдавливаемой капли, у.ед.;

$\rho_{\text{р-ра}}$ – плотность раствора ПАВ, кг/м³;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность образца пробы нефти, кг/м³.

Результаты определения поверхностного натяжения чистых растворов ПАВ при различных концентрациях оформляются в виде таблицы 11.

Таблица 11 – Определение межфазного поверхностного натяжения растворов ПАВ на границе с нефтью

№	C	$\rho_{\text{р-ра}}$	$\rho_{\text{н}}$	N	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{из}}$	$\sigma_{\text{н}}$
...

После проведения эксперимента для растворов ПАВ всех исследуемых концентраций строится изотерма межфазного поверхностного натяжения (рисунок 19) путем аппроксимации полученных результатов по формуле (13) с использованием метода наименьших квадратов, рассчитываются коэффициент детерминации по формуле (14), значения адсорбции и предельной адсорбции по формулам (15) и (16), после чего строится изотерма адсорбции в координатах $\Gamma = f(C)$, рисунок 20.

Результаты расчетов оформляются в виде таблиц 12 и 13.

Таблица 12 – Аппроксимация экспериментальных значений межфазного поверхностного натяжения

C	$\sigma_{\text{н}i}$	$\sigma_{\text{н}i}^2$	$\sigma_{\text{н}mi}$	$(\sigma_{\text{н}i} - \sigma_{\text{н}mi})^2$	B	A	SSE	SST	R ²
...

Таблица 13 – Результаты расчета для построения изотермы адсорбции

C	B	A	R	T	Γ	Γ_{∞}
...

3.3 Обработка полученных результатов

3.3.1 Адсорбция изопропилового спирта на твердых адсорбентах

Согласно вышеописанной методике и пропорциям из таблицы 5 приготавливались растворы исследуемого ПАВ (изопропилового спирта) соответствующих концентраций.

Эксперименты по определению поверхностного натяжения чистых растворов изопропилового спирта и растворов ПАВ после адсорбции на твердых адсорбентах проводились при температуре 23 °С и давлении 775 мм. рт. ст. в связи с чем значения плотности воздуха и толуола, а также поверхностного натяжения на границе толуол – воздух для определения константы прямого капилляра интерполировались на данные термобарические условия.

Интерполяция проводилась по уравнениям полученных зависимостей, рисунки 22-24. Данные для построения уравнений заимствовались из интернет-ресурсов.

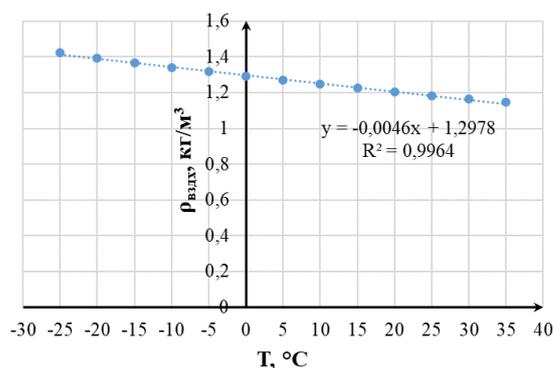


Рисунок 22 – Зависимость плотности воздуха от температуры [33]

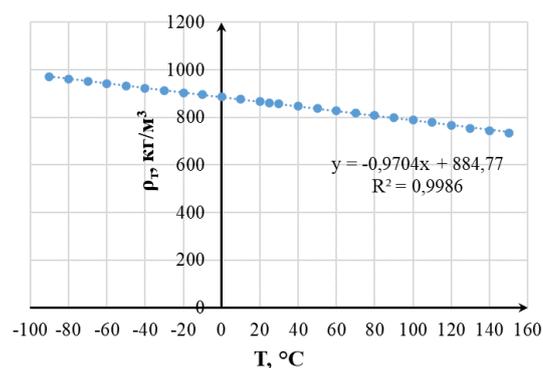


Рисунок 23 – Зависимость плотности толуола от температуры [34]

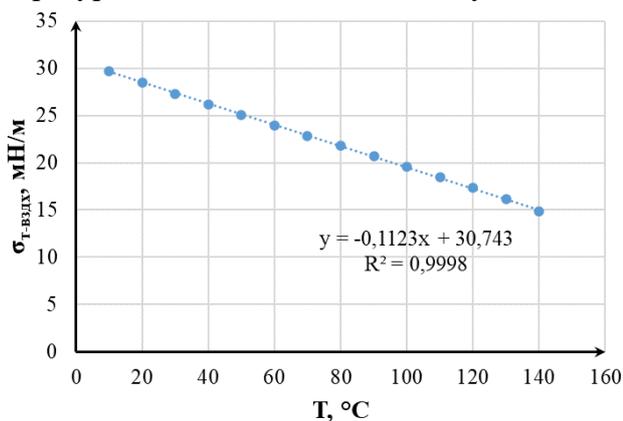


Рисунок 24 – Зависимость поверхностного натяжения на границе толуол – воздух от температуры [35]

Результаты определения константы прямого капилляра и поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта до и после адсорбции на твердых адсорбентах представлены в таблицах 14, 15, 16 и 17 соответственно.

Таблица 14 – Определение константы прямого капилляра

№	N	$\rho_{\text{вздох}}$	ρ_{T}	$\sigma_{\text{T-вздох}}$	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{пр}}$
1	50	1,192	862,5	28,16	43,88	42,53	0,027	1,211

Таблица 15 – Определение поверхностного натяжения чистых растворов изопропилового спирта

№	C	$\rho_{\text{р-ра}}$	$\rho_{\text{вздох}}$	N	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{пр}}$	$\sigma_{\text{ПАВ}}$
1	0,2	996,33	1,192	100	48,48	44,62	0,0386	1,211	46,51
2	0,3	995,70		100	43,64	39,88	0,0376		45,28
3	0,4	994,77		100	34,80	31,21	0,0359		43,19
4	0,5	993,70		100	37,47	33,985	0,03485		41,88
5	0,6	992,70		100	40,86	37,40	0,0346		41,54

Таблица 16 – Определение поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта после адсорбции на угле

№	C	$\rho_{\text{р-ра}}$	$\rho_{\text{вздох}}$	N	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{пр}}$	$\sigma_{\text{уг}}$
1	0,2	997,30	1,192	100	45,80	41,80	0,0400	1,211	48,25
2	0,3	997,07		100	40,82	36,87	0,0395		47,63
3	0,4	995,83		100	35,96	32,14	0,0382		46,01
4	0,5	995,13		100	45,02	41,26	0,0376		45,25
5	0,6	993,80		100	39,81	36,12	0,0369		44,35

Таблица 17 – Определение поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта после адсорбции на смеси глины с двуокисью кремния

№	C	$\rho_{\text{р-ра}}$	$\rho_{\text{вздох}}$	N	x_1	x_2	ΔV	$K_{\text{пр}}$	$\sigma_{\text{см}}$
1	0,2	996,70	1,192	100	32,09	28,11	0,0398	1,211	47,98
2	0,3	995,37		100	33,97	30,13	0,0384		46,23
3	0,4	994,50		100	38,83	35,10	0,0373		44,86
4	0,5	993,23		100	36,77	33,13	0,0364		43,73
5	0,6	992,47		100	31,85	28,23	0,0362		43,45

При аппроксимации исследуемых растворов изопропилового спирта поверхностное натяжение σ_0 , соответствующее дистиллированной воде, принималось равным теоретическому при температуре 23 °С. Результаты аппроксимации исследуемых растворов изопропилового спирта представлены в таблицах 18, 19 и 20.

Таблица 18 – Аппроксимация экспериментальных значений поверхностного натяжения чистых растворов изопропилового спирта

C	σ_i	σ_i^2	σ_{mi}	$(\sigma_i - \sigma_{mi})^2$	B	A	SSE	SST	R^2
0	72,27	-	72,27	0,00	4,92	889,54	0,52	7647,47	0,99993
0,2	46,51	2163,53	46,74	0,05					
0,3	45,28	2050,28	44,75	0,28					
0,4	43,19	1865,57	43,34	0,02					
0,5	41,88	1754,26	42,24	0,13					
0,6	41,54	1725,70	41,35	0,04					

Таблица 19 – Аппроксимация экспериментальных значений поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта после адсорбции на угле

C	σ_i	σ_i^2	σ_{Mi}	$(\sigma_i - \sigma_{Mi})^2$	B	A	SSE	SST	R^2
0	72,27	-	72,27	0,00	3,67	3184,94	0,44	8582,91	0,99995
0,2	48,25	2327,84	48,58	0,11					
0,3	47,63	2268,96	47,10	0,29					
0,4	46,01	2116,79	46,04	0,00					
0,5	45,25	2047,93	45,22	0,00					
0,6	44,35	1967,11	44,56	0,04					

Таблица 20 – Аппроксимация экспериментальных значений поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта после адсорбции на смеси глины с двуокисью кремния

C	σ_i	σ_i^2	σ_{Mi}	$(\sigma_i - \sigma_{Mi})^2$	B	A	SSE	SST	R^2
0	72,27	-	72,27	0,00	4,31	1481,79	0,41	8201,42	0,99995
0,2	47,98	2301,85	47,70	0,08					
0,3	46,23	2137,02	45,95	0,08					
0,4	44,86	2012,83	44,71	0,02					
0,5	43,73	1911,98	43,75	0,00					
0,6	43,45	1888,11	42,97	0,24					

После определения и аппроксимации полученных значений поверхностного натяжения всех исследуемых растворов строились соответствующие изотермы, рисунок 25.

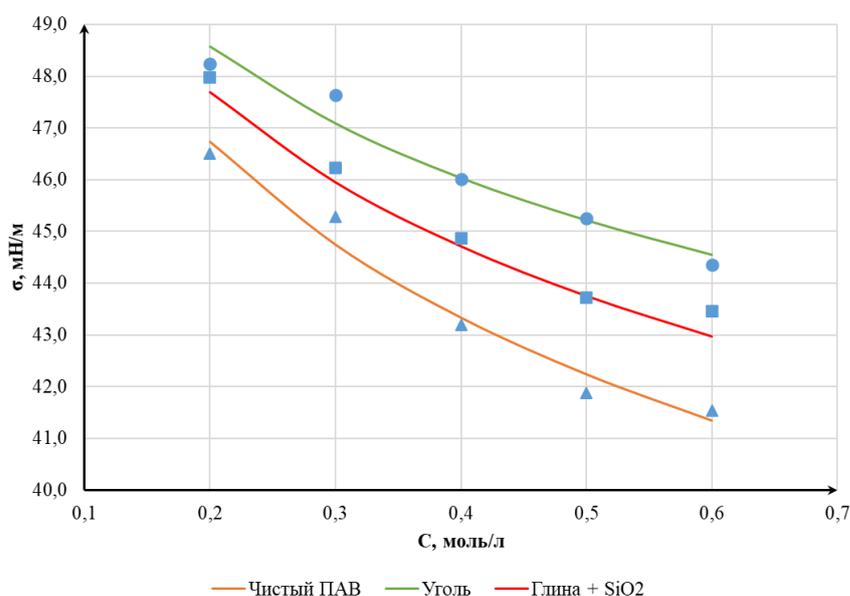


Рисунок 25 – Изотермы поверхностного натяжения исследуемых растворов

Результаты расчета предельной адсорбции и данных для построения изотерм адсорбции по формулам (15) и (16) представлены в таблицах 21, 22 и 23.

Таблица 21 – Результаты расчета для построения изотермы адсорбции растворов чистого изопропилового спирта

C	B	A	R	T	Γ	Γ_{∞}
0	4,92	889,54	$8,314 \cdot 10^6$	296	0	$2,0001 \cdot 10^{-9}$
0,2					$1,9889 \cdot 10^{-9}$	
0,3					$1,9926 \cdot 10^{-9}$	
0,4					$1,9945 \cdot 10^{-9}$	
0,5					$1,9956 \cdot 10^{-9}$	
0,6					$1,9964 \cdot 10^{-9}$	

Таблица 22 – Результаты расчета для построения изотермы адсорбции растворов ПАВ после адсорбции на угле

C_p	B	A	R	T	Γ	Γ_{∞}
0	3,67	3184,94	$8,314 \cdot 10^6$	296	0	$1,4903 \cdot 10^{-9}$
0,14					$1,4869 \cdot 10^{-9}$	
0,19					$1,4878 \cdot 10^{-9}$	
0,23					$1,4882 \cdot 10^{-9}$	
0,27					$1,4886 \cdot 10^{-9}$	
0,31					$1,4888 \cdot 10^{-9}$	

Таблица 23 – Результаты расчета для построения изотермы адсорбции растворов ПАВ после адсорбции на смеси глины с двуокисью кремния

C_p	B	A	R	T	Γ	Γ_{∞}
0	4,31	1481,79	$8,314 \cdot 10^6$	296	0	$1,7531 \cdot 10^{-9}$
0,16					$1,746 \cdot 10^{-9}$	
0,23					$1,748 \cdot 10^{-9}$	
0,30					$1,749 \cdot 10^{-9}$	
0,37					$1,750 \cdot 10^{-9}$	
0,43					$1,750 \cdot 10^{-9}$	

По полученным результатам строились соответствующие изотермы адсорбции, рисунок 26.

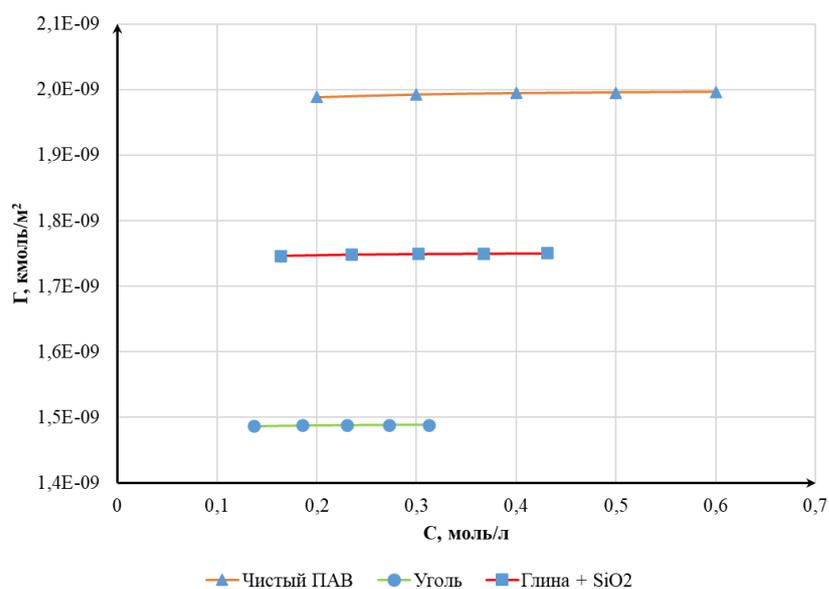


Рисунок 26 – Изотермы адсорбции исследуемых растворов

3.3.2 Адсорбция изопропилового спирта на границе с нефтью

Эксперименты по определению межфазного поверхностного натяжения чистых растворов изопропилового спирта на границе с нефтью проводились при температуре 24 °С и давлении 749 мм. рт. ст. в связи с чем значения плотности воды и толуола, а также поверхностного натяжения на границе толуол – вода для определения константы изогнутого капилляра интерполировались на данные термобарические условия.

Интерполяция проводилась по уравнениям полученных зависимостей, рисунки 23, 27 и 28. Данные для построения уравнений также заимствовались из интернет-ресурсов. По причине отсутствия данных для построения зависимости поверхностного натяжения на границе толуол – вода от температуры было принято использовать зависимость, представленную на рисунке 24, предварительно изменив коэффициент b в уравнении прямой таким образом, чтобы поверхностное натяжение при 20 °С оказалось равным известному – 36,1 мН/м.

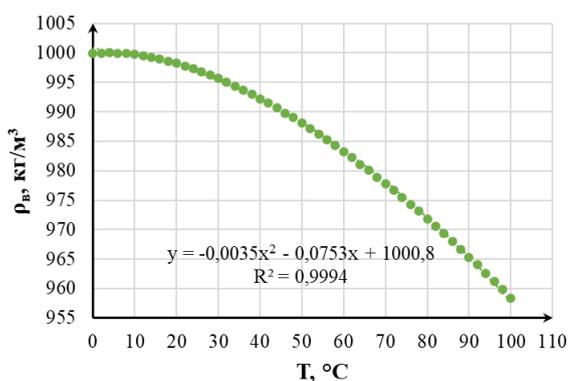


Рисунок 27 – Зависимость плотности воды от температуры [36]

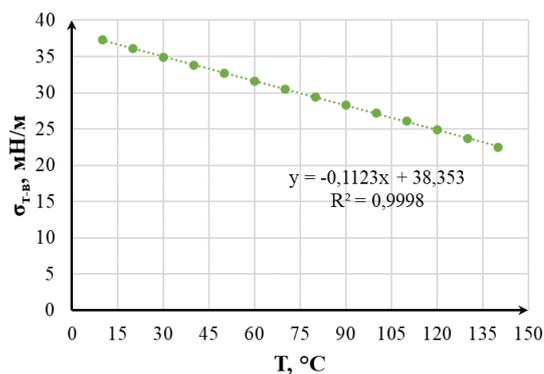


Рисунок 28 – Зависимость поверхностного натяжения на границе толуол – вода от температуры

Результаты определения константы изогнутого капилляра по формуле (17) и поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта на границе с нефтью по формуле (18) представлены в таблицах 24 и 25 соответственно.

Таблица 24 – Определение константы изогнутого капилляра

№	N	ρ_B	ρ_T	σ_{T-B}	x_1	x_2	ΔV	$K_{из}$
1	25	861,5	996,98	35,77	43,49	36,15	0,2936	0,899

После определения константы изогнутого капилляра проводились измерения объемов капель нефти для определения межфазного поверхностного натяжения.

Также существовала необходимость в определении величины межфазного поверхностного натяжения, соответствующего границе дистиллированная вода – нефть (т.е. при концентрации $C = 0$), что обусловлено наличием в уравнении Шишковского

величины σ_0 («нулевой точки»), определить которую теоретически не представляется возможным из-за сильных различий физико-химических свойств нефтей.

Таблица 25 – Определение межфазного поверхностного натяжения растворов изопропилового спирта на границе с нефтью

№	C	$\rho_{p-ра}$	ρ_n	N	x_1	x_2	ΔV	$K_{из}$	σ_n
1	0	999,8	819,53	20	45,56	41,83	0,1865	0,899	30,23
2	0,2	996,33		25	48,40	43,94	0,1784		28,36
3	0,3	995,70		25	43,38	39,05	0,1732		27,44
4	0,5	993,70		25	31,01	26,74	0,1708		26,75
5	0,6	992,70		20	47,03	43,65	0,1690		26,32

Аппроксимация экспериментальных значений межфазного поверхностного натяжения проводилась по уравнению Шишковского, формула (13). Результаты расчета модельных значений межфазного поверхностного натяжения для аппроксимации представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Аппроксимация экспериментальных значений межфазного поверхностного натяжения

C	σ_{ni}	σ_{ni}^2	σ_{nmi}	$(\sigma_{ni} - \sigma_{nmi})^2$	B	A	SSE	SST	R ²
0	30,23	914,04	30,23	0,00	2,66	5,60	0,05	3103,69	0,99998
0,2	28,36	804,48	28,24	0,02					
0,3	27,44	752,87	27,61	0,03					
0,5	26,75	715,62	26,69	0,00					
0,6	26,32	692,60	26,32	0,00					

По полученным результатам строилась изотерма межфазного поверхностного натяжения, рисунок 29.

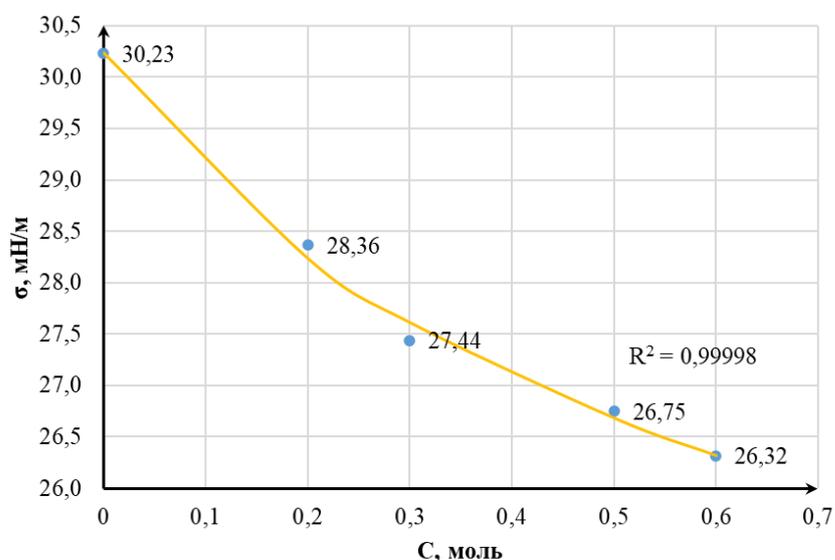


Рисунок 29 – Изотерма межфазного поверхностного натяжения

Результаты расчета предельной адсорбции и данных для построения изотермы адсорбции по формулам (15) и (16) представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты расчета для построения изотермы адсорбции для растворов изопропилового спирта на границе с нефтью

C	B	A	R	T	Γ	Γ_{∞}
0	2,66	5,60	$8,314 \cdot 10^6$	296	0	$1,08 \cdot 10^{-9}$
0,2					$5,70 \cdot 10^{-10}$	
0,3					$6,77 \cdot 10^{-10}$	
0,5					$7,95 \cdot 10^{-10}$	
0,6					$8,32 \cdot 10^{-10}$	

По полученным данным из таблицы 27 строилась изотерма адсорбции, рисунок 30.

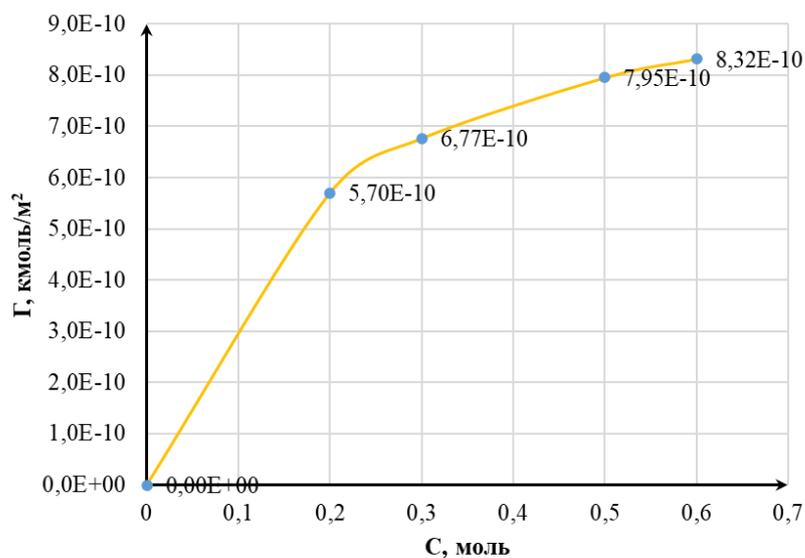


Рисунок 30 – Изотерма адсорбции на границе раствора изопропилового спирта с нефтью

3.4 Анализ результатов исследования

Анализируя полученные результаты, можно заметить, что при увеличении концентрации изопропилового спирта во всех проведенных экспериментах величина поверхностного натяжения снижается, что соответствует механизму действия поверхностно-активных веществ. Более того, при сравнении полученных изотерм на рисунке 25 можно отметить следующее: взаимодействие твердых адсорбентов с раствором изопропилового спирта приводит к изменению величины поверхностного натяжения (распределение точек располагается выше по оси ординат), что обусловлено адсорбцией поверхностно-активного вещества на поверхности адсорбентов. Само же увеличение обусловлено тем, что поверхностное натяжение дистиллированной воды по величине больше поверхностного натяжения раствора изопропилового спирта.

Согласно результатам, представленным рисунке 26, можно заключить следующее: изотермы адсорбции, соответствующие растворам изопропилового спирта после адсорбции на угле и смеси глины с двуокисью кремния характеризуются меньшими значениями

концентраций, что обусловлено поглощением части молекул ПАВ поверхностью твердых адсорбентов. При сравнении данных изотерм с изотермой адсорбции, соответствующей чистым растворам изопропилового спирта, можно заметить, что они характеризуются меньшими значениями предельной адсорбции, т.е. «выползаются» при меньшей концентрации ПАВ, что также связано с поглощением молекул ПАВ поверхностью твердых адсорбентов.

При сравнении изотерм адсорбции растворов изопропилового спирта после адсорбции на твердых адсорбентах (рисунок 26) видно, что кривая, соответствующая растворам ПАВ после взаимодействия с углем, характеризуется меньшими значениями адсорбции в сравнении с растворами ПАВ после взаимодействия со смесью богашевской глины с двуокисью кремния. Такая зависимость может быть связана с тем, что уголь по своей природе обладает большей сорбирующей способностью и большей удельной поверхностью для поглощения ПАВ.

Анализируя полученные результаты из экспериментов по адсорбции изопропилового спирта на границе с нефтью (рисунки 29 и 30), можно заключить следующее: при увеличении концентрации изопропилового спирта величина межфазного поверхностного натяжения уменьшается, что соответствует механизму действия ПАВ. При равных концентрациях растворов ПАВ адсорбция на границе двух жидкостей протекает менее интенсивно в сравнении с адсорбцией на границе твердое тело – жидкость. Предположительно это связано с тем, что твердые тела по своим свойствам обладают большей сорбирующей способностью в сравнении с жидкостями.

3.5 Заключение по разделу

По результатам исследования модельной системы для изучения поверхностного натяжения и закономерностей адсорбции поверхностно-активного вещества из водного раствора на твердых адсорбентах и на границе с нефтью можно заключить, что отработанная методика рассматривает лишь узкий диапазон концентраций исследуемых ПАВ и требует определенных доработок.

Так, к примеру, при анализе больших концентраций ПАВ применять рассмотренную форму уравнения Шишковского нецелесообразно по причине существования такой концентрации ПАВ, при которой поверхностное натяжение примет нулевое, а при дальнейшем увеличении и вовсе отрицательное значение. Также при анализе меньших концентраций ПАВ можно рассмотреть использование уравнения Генри совместно с применением правил Дюкло-Траубе для описания поведения изотермы адсорбции.

Помимо всего прочего при доработке данной методики можно рассмотреть вариант её дополнения адсорбционным анализом при помощи общего уравнения Ленгмюра, описывающего все области концентраций изотермы адсорбции.

Ближайшим вопросом для рассмотрения является усовершенствование отработанной методики в области аппроксимации экспериментальных точек поверхностного натяжения по уравнению Шишковского. Основная задача данного вопроса заключается в добавлении в уравнение Шишковского определенного коэффициента, учитывающего массу навески твердого адсорбента для более точного определения равновесной концентрации ПАВ в растворе после их взаимодействия.

Тем не менее, несмотря на необходимость в существенных доработках, данная методика применима для проведения первого этапа лабораторных исследований при подборе ПАВ с целью реализации ПАВ, ПАВ-полимерного ASP- и SAP-заводнений, а также при анализе адсорбционной способности исследуемых твердых адсорбентов и поверхностной активности исследуемых ПАВ.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Иванов Владимир Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП/ОПОП	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расходования материальных, финансовых и человеческих ресурсов – местные
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы 30 % Налог на прибыль 20 % Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве 0,5 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой технологии выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала:

1. Таблица с нормами времени выполнения технологических операций
2. Таблица с линейным графиком проведения работ по закачке ASP-раствора
3. Таблица с нормативной базой сметных расчётов в области налогообложения
4. Таблица с Оборудованием и техникой для проведения ASP-заводнения
5. Таблица с расчетом амортизационных отчислений
6. Таблица с материальными затратами на проведение технологии ASP-заводнения
7. Таблица с расчетом заработной платы работников
8. Таблица с расчетом отчислений во внебюджетные фонды
9. Таблица с затратами на организационно-технические мероприятия
10. Таблица с данными для определения нормы рентабельности IRR
11. График для определения нормы рентабельности IRR

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванов Владимир Александрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе проанализированы существующие технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений, а также рассмотрена эффективность применения технологии ASP-заводнения.

Технология ASP-заводнения заключается в комплексном воздействии на пласт трехкомпонентной смесью (щелочь-ПАВ-полимер) с целью увеличения коэффициента вытеснения нефти, коэффициента охвата пласта и, как следствие, увеличение конечного КИН.

Проведение данной технологии сводится к выполнению следующих технологических операций: осуществление закачки воды, буферного раствора, растворов ПАВ, щелочи и полимера по заданным режимам, а также монтаж, демонтаж и обслуживание оборудования, используемого при закачке рабочего агента. Реализация перечисленных технологических операций производится через нагнетательные скважины системы ППД, которая включает в себя большое количество аппаратов и устройств, обеспечивающих обработку и транспортировку рабочего агента, а также его закачку в пласт в необходимом режиме.

В данном разделе приведено экономическое обоснование применения технологии ASP-заводнения с целью установления экономической целесообразности проведения соответствующих мероприятий при разработке нефтяных месторождений.

4.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Продолжительность работ формируется на основе наряда на производство работ; данных геологической, технической или технологической части проекта; норм времени на операции; данных справочников для нормирования операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и др. работ [37].

Продолжительность работ определяется исходя из дизайн-проекта на проведение работ, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки.

В таблице 28 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 28 – Нормы времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Состав бригады, чел.	Продолжительность работ, ч
1	Ознакомление с планом работ, проведение инструктажей по ОТ и ТБ	3	2
2	Подготовительные работы	13	8
3	Определение приёмистости скважины (до ВПП)	4	2
4	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	11	48
5	Остановка скважины на период структурного упрочнения	4	24
6	Определение приемистости скважины (после ВПП)	4	2
7	Заключительные работы, запуск скважины под нагнетание	13	10
Общая продолжительность работ:			96

В зависимости от объемов закачки ASP-раствора одна бригада может провести работы на 7-10 нагнетательных скважинах. Предполагаемый линейный календарный график проведения работ представлен в таблице 29.

Таблица 29 – Линейный график проведения работ по закачке ASP-раствора

Этап работ	Дни														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Подготовительный	■	■	■				■				■				■
Работы по закачке			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Заключительный							■				■				■

Продолжение таблицы 29

Этап работ	Дни														
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Подготовительный				■				■				■			
Работы по закачке	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Заключительный			■					■				■			■

4.2 Нормативная база для расчета сметы на выполняемые работы

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

1. единые районные единичные расценки;
2. единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку;
3. нормативная база сметных расчётов ВКР в области налогообложения, таблица 30.

Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска.

Таблица 30 – Нормативная база сметных расчётов в области налогообложения

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на прибыль	Ставка 20 %	Глава 25 Налоговый кодекс РФ
4	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве	Страховой тариф 0,5 %	N 413-ФЗ (IV класс профессионального риска).
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 НК РФ
6	Районный коэффициент	Ставка 70 %	ТК РФ Статья 316

4.3 Расчет сметной стоимости работ

Затраты на реализацию технологии ASP-заводнения включают в себя стоимость материальных затрат на проведение технологии, заработную плату работников, амортизационные отчисления, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы.

4.3.1 Расчет амортизационных отчислений

Необходимое оборудование для реализации ASP-заводнения представлено в таблице 31.

Таблица 31 – Оборудование и техника для проведения ASP-заводнения

№ п/п	Предназначение	Используемое оборудование / техника
1	Смешивание ПАВ, ингибиторов разбухания глин, ингибиторов по водопритоку	Смешивающий агрегат
2	Закачка буферного раствора и др. технологических жидкостей	ЦА-320
3	Установка по приготовлению и закачке полимерных растворов	УДР-32М
4	Доставка применяемых реагентов	АЦ-20
5	Установка манифольдов	Автокран
6	Доставка рабочих до места проведения работ	а/м УАЗ

В соответствии с технологическим регламентом на проведение работ по ASP-заводнению и согласно предполагаемому линейному графику проведения работ (таблица 29) необходимо 96 часов на проведение одной технологической операции.

Срок службы а/м УАЗ и автокрана – 5 лет, ЦА-320 – 8 лет, цистерны и АЦ – 10 лет, УДР-32М – 15 лет, смешивающего агрегата – 4 года. Срок эксплуатации для всего перечня оборудования принимается равным 96 ч за смену.

Расчет амортизационных отчислений на оборудование и технику, использованное для проведения технологии ASP-заводнения, представлен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет амортизационных отчислений

№ п/п	Оборудование / техника	Количество	Годовая норма амортизации	Балансовая стоимость, руб.		Амортизация, руб./смену
				Одного объекта	Всего	
1	Смешивающий агрегат	1	10	155000	155000	170
2	ЦА-320	2	12,5	3400000	6800000	74521
3	УДР-32М	1	10	4050000	4050000	44384
4	АЦ-20	3	12,5	3000000	9000000	98630
5	Автокран	1	6,7	3000000	3000000	32877
6	а/м УАЗ	1	14,3	278000	278000	3047
Итого:		9	-	-	-	253627

Таким образом, общие амортизационные отчисления за смену (96 ч) составляют 253627 руб. для 9 единиц используемого оборудования/техники.

4.3.2 Расчет материальных затрат

Стоимость химических реагентов в ASP растворе варьируется в диапазоне от 4000 до 6500 руб./м³ [22] при курсе 1 \$ = 80,67 Р. Предположим, что стоимость химических реагентов для проведения ASP-заводнения равна 5200 руб./м³. Транспортные расходы составляют 25 % от стоимости материалов. Объем закачки химических реагентов составляет 200 м³ из расчета 30 м³ на 1 м работающей мощности пласта. Величина материальных затрат на проведение мероприятия представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Материальные затраты на проведение технологии ASP-заводнения

№ п/п	Материальные ресурсы	Кол-во единиц	Стоимость единицы с учетом доставки	Общая стоимость, руб.
1	Химические реагенты в растворе ASP	300 м ³	5200 руб./м ³	1040000
2	ГСМ для а/м УАЗ	4,5 л	46 руб./л	207
3	ГСМ для насоса НЦ-320	1326 л ДТ 1038 бензина	62 руб./л 46 руб./л	82212 47748
4	ГСМ для спец. техники	21 л	46 руб./л	966
Итого:				1691133

Расчет топлива осуществляется на основе того, что, а/м УАЗ за одну смену пройдет путь, равный 30 км, следовательно, при расходе топлива 15 л/100 км будет потрачено 4,5 л. Общий расход топлива для одной единицы спец. техники при расходе 20 л/100 км в таком случае составит 3 л.

Насос НЦ-320, установленный на ЦА-320, используется в рабочем режиме при закачке ASP-раствора в пласт. Расход топлива одного насоса составляет 9,2 л/ч ДТ и 7,2 л/ч

бензина, поэтому за период в 72 часов (период закачки) будет потрачено 663 л дизельного топлива и 519 л бензина.

Таким образом, общие материальные затраты на проведение одного мероприятия составляют 1691133 руб.

4.3.3 Расчет заработной платы работников

Расчет заработной платы работников, непосредственно принимающих участие по закачке ASP-раствора за период в 96 ч представлен в таблице 34.

Таблица 34 – Расчет заработной платы работников

Должность	Кол-во	Часовая ставка, руб.	Норма времени на проведение одного мероприятия, ч	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Районный коэффициент, руб.	Итого часовая тарифная ставка, руб.	Зарплата с учетом надбавок, руб.
Оператор ППД	2	140	96	22,40	98,0	260,4	49997
Мастер ЦППД	1	270	96	43,20	189,0	502,2	48211
Технолог ЦДНГ	1	309	94	49,44	216,3	574,74	54026
Машинист УДР-32М	1	208	66	33,28	145,6	386,88	25534
Машинист ЦА-320	2	208	66	33,28	145,6	386,88	51068
Машинист автокрана	1	208	18	33,28	145,6	386,88	6964
Машинист АЦ-20	3	208	33	33,28	145,6	386,88	38301
Водитель а/м УАЗ	1	100	5	16,00	70,0	186,00	930
Итого:							275031

Таким образом общая заработная плата работников для проведения одного мероприятия по закачке ASP-раствора в пласт составляет 275031 руб.

4.3.4 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В таблице 35 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС), а также фонд обязательного страхования от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве.

Таблица 35 – Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Должность	Кол-во	Зарплата с учетом надбавок, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям			
			ПФР, 22 %	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1 %	Страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев, 0,5 %
Оператор ППД	2	49997	10999,3	1449,9	2549,8	250,0
Мастер ЦППД	1	48211	10606,4	1398,1	2458,8	241,1
Технолог	1	54026	11885,7	1566,8	2755,3	270,1
Машинист УДР-32М	1	25534	5617,5	740,5	1302,2	127,7
Машинист ЦА-320	2	51068	11235,0	1481,0	2604,5	255,3
Машинист автокрана	1	6964	1532,1	202,0	355,2	34,8
Машинист АЦ-20	3	38301	8426,2	1110,7	1953,4	191,5
Водитель а/м УАЗ	1	930	204,6	27,0	47,4	4,7
Итого:			60507	7976	14027	1375,0
			83884			

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний начисляются по тарифу 0,5 %, так как вид деятельности относится к 4 классу.

Таким образом, общая сумма отчислений во внебюджетные фонды составляет 83884 руб.

4.3.5 Расчет суммарных затрат на реализацию технологии ASP-заводнения

Расчет суммарных затрат на проведение мероприятия представлен в таблице 36.

Таблица 36 – Затраты на организационно-технические мероприятия

№ п/п	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Амортизационные отчисления	253627
2	Материальные затраты	1691133
3	Затраты на оплату труда	275031
4	Отчисления во внебюджетные фонды	83884
Итого:		2303675
Итого проведение технологии за месяц:		16125725

Таким образом общие затраты на проведение технологии ASP-заводнения за месяц составляют 16125725 руб. при стоимости одного мероприятия – 2303675 руб.

4.4 Обоснование экономической эффективности применения технологии ASP-заводнения

4.4.1 Исходные данные для обоснования экономической эффективности применения технологии ASP-заводнения

Технологию ASP-заводнения предполагается провести на 12 скважинах месторождения X. Продолжительность технологического эффекта составит три года ($n = 3$). Стоимость одного мероприятия равна 2303675 руб. (таблица 36). Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после проведения ASP-заводнения составит 15,8 т/сут.

Среднегодовой темп уменьшения эффективности проведенного мероприятия равен 20 %. Коэффициент эксплуатации скважин – 0,94.

Себестоимость добычи нефти для предприятий РФ составляет 15-45 \$/баррель, т.е. от 8871 до 26614 руб./т. Примем себестоимость добычи нефти равной 17742,5 руб./т. Доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти – 35 %.

Ставка дисконтирования принимается равной 10 %, ставка налога на прибыль – 20 %.

Для расчетов возьмем нефть марки Brent. Стоимость данной нефти составляет 86,89 \$/баррель [38]. Курс доллара: 1 \$ = 80,67 Р. 1 баррель нефти равен 0,1364 т. Таким образом, стоимость одной тонны нефти составит 51388,68 руб. Данные взяты на 07.04.2023 год.

4.4.2 Расчет экономической эффективности применения технологии ASP-заводнения

Дополнительная добыча нефти за год после проведения мероприятия по ASP-заводнению определяется по формуле (19):

$$\Delta Q = \Delta q \cdot T \cdot K_э \cdot N, \quad (19)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут;

T – время работы скважины в течение года, сут;

N – количество скважин, на которых проводятся инновационные мероприятия, ед.;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.

В среднем продолжительность технологического эффекта по уже реализованным проектам приблизительно 1-2 года. С последующим течением времени темп снижения эффективности от ASP-заводнения составляет около 15-20 % в год. Расчетное значение прироста среднесуточного дебита нефти в год n после проведения мероприятия можно найти по формуле (20):

$$\Delta q_i = \Delta q_{(i+1)} - \Delta q_{(i+1)} \cdot K_п, \quad (20)$$

где Δq_i – прирост среднесуточного дебита за первый год, т/сут;

$\Delta q_{(i+1)}$ – прирост среднесуточного дебита за последующий год, т/сут;

K_n – среднегодовой темп уменьшения эффективности проведенного мероприятия, д.ед.

Согласно формуле (20), приросты среднесуточных дебитов нефти за 2 последующих года после проведения мероприятия составят:

$$\Delta q_2 = 15,8 - 15,8 \cdot 0,2 = 12,6 \text{ т/сут};$$

$$\Delta q_3 = 12,6 - 12,6 \cdot 0,2 = 10,1 \text{ т/сут}.$$

Таким образом, дополнительная добыча нефти за три года эксплуатации после проведения мероприятия составит:

$$\Delta Q_1 = 15,8 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 12 = 65052 \text{ т};$$

$$\Delta Q_2 = 12,6 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 12 = 52041 \text{ т};$$

$$\Delta Q_3 = 10,1 \cdot 365 \cdot 0,94 \cdot 12 = 41633 \text{ т}.$$

Прирост выручки от реализации технологии ASP-защиты, выраженной в дополнительной добыче нефти за год i рассчитывается по формуле (21):

$$\Delta B_i = \Delta Q_i \cdot C_n, \quad (21)$$

где ΔQ_i – объём дополнительной добычи нефти в n -ом году, т;

C_n – цена 1 т нефти, руб.

По формуле (21) прирост выручки за три года составит:

$$\Delta B_i = 65052 \cdot 51388,7 = 3342924078 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_i = 52041 \cdot 51388,7 = 2674339262 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_i = 41633 \cdot 51388,7 = 2139471410 \text{ руб}.$$

Текущие затраты на проведение мероприятия в году i определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле (22):

$$\Delta Z_i = \Delta Z_{\text{доп } i} + Z_{\text{мер}}, \quad (22)$$

где $\Delta Z_{\text{доп } i}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в i году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

Условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в i году, в свою очередь, можно рассчитать по формуле (23):

$$\Delta Z_{\text{доп } i} = \Delta Q_i \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер.}}}{100}, \quad (23)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./т;

$D_{\text{у.пер.}}$ – доля условно-переменных затрат в себестоимости нефти, %.

Таким образом условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в i году составят:

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 65052 \cdot 17742,5 \cdot \frac{35}{100} = 403963298 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 52041 \cdot 17742,5 \cdot \frac{35}{100} = 323170639 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 41633 \cdot 17742,5 \cdot \frac{35}{100} = 258536511 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле (24):

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (24)$$

где $C_{\text{мер}}$ – стоимость одного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводятся мероприятия, ед.

Итого по формуле (24):

$$Z_{\text{мер}} = 2303675 \cdot 12 = 27644100 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты на проведение мероприятия составят:

$$\Delta Z_1 = 403963298 + 27644100 = 431607398 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = 323170639 + 27644100 = 350814739 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = 258536511 + 27644100 = 286180611 \text{ руб.}$$

Итого в сумме затраты составят:

$$\Delta Z = \sum_{i=1}^n \Delta Z_i = 431607398 + 350814739 + 286180611 = 782422137 \text{ руб.}$$

Для расчета налога на прибыль по формуле (25) рассчитывается налогооблагаемая прибыль на i год:

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } i} = \Delta B_i - \Delta Z_i, \quad (25)$$

где ΔB_i – прирост выручки от реализации технологии в i году;

ΔZ_i – текущие затраты в i году, руб.

По формуле (25) налогооблагаемая прибыль будет составлять:

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } 1} = 3342924078 - 431607398 = 2911316680 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } 2} = 2674339262 - 350814739 = 2323524524 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } 3} = 2139471410 - 286180611 = 1853290799 \text{ руб.}$$

Величина налога на прибыль за n год рассчитывается по формуле (26):

$$\Delta H_{\text{пр } i} = \Delta \Pi_{\text{н.обл } i} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (26)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %.

Величина налога на прибыль по формуле (26):

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 2911316680 \cdot \frac{20}{100} = 582263336 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = 2323524524 \cdot \frac{20}{100} = 464704905 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = 1853290799 \cdot \frac{20}{100} = 370658160 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности за n год определяется по формуле (27):

$$\Delta \text{ПДН}_i = \Delta \text{П}_{\text{н.обл } i} - \Delta H_{\text{пр } i}. \quad (27)$$

Итого прирост потока денежной наличности за каждый год составляет:

$$\Delta \text{ПДН}_1 = 2911316680 - 582263336 = 2329053344 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ПДН}_2 = 2323524524 - 464704905 = 1858819619 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ПДН}_3 = 1853290799 - 370658160 = 1482632639 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности рассчитывается по формуле (28):

$$\text{ДПДН}_i = \frac{\Delta \text{ПДН}_i}{(1+r)^i}, \quad (28)$$

где r – ставка дисконтирования, д.ед.

Итого дисконтированный поток денежной наличности по формуле (28):

$$\text{ДПДН}_1 = \frac{2329053344}{(1+0,1)^1} = 2117321222 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{1858819619}{(1+0,1)^2} = 1536214561 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = \frac{1482632639}{(1+0,1)^3} = 1113923846 \text{ руб.}$$

4.4.3 Обоснование эффективности инвестиционного проекта

Предположим, что инвестиционный проект, предназначенный для перекрытия общих затрат на реализацию технологии ASP-заводнения (782422137 руб.), составит единоразовую сумму, вложенную перед осуществлением технологии и равную $IC = 1$ млрд. руб.

В таком случае рассчитаем основные показатели для оценки финансовой эффективности планов и принятия решений об инвестировании.

1. NPV – чистый дисконтированный доход:

Чистый дисконтированный доход определяется по формуле (29):

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{\Delta \text{ПДН}_i}{(1+r)^i} - IC = \sum_{i=1}^n \text{ДПДН}_i - IC, \quad (29)$$

где IC – инвестиции, руб.;

ДПДН_i – дисконтированный поток денежной наличности за i год, руб.

Таким образом, по формуле (29):

$$NPV = (2117321222 + 1536214561 + 1113923846) - 1 \text{ млрд. руб.};$$

$$NPV = 3767459629 \text{ руб.} \approx 3,8 \text{ млрд. руб.}$$

2. *PI* – индекс рентабельности:

Индекс рентабельности рассчитывается по формуле (30):

$$PI = \left(\sum_{i=1}^n \text{ДПДН}_i \right) / IC. \quad (30)$$

Тогда по формуле (30) индекс рентабельности составляет:

$$PI = \frac{2117321222 + 1536214561 + 1113923846}{1 \text{ млрд. руб.}} \approx 4,77 \text{ д. ед.}$$

3. *IRR* – норма рентабельности:

Норма рентабельности, или внутренняя норма прибыли, принимает значение нормы дисконта, при котором *NPV* проекта обращается в нуль:

$$IRR = r, \text{ если } NPV = f(r) = 0.$$

Определить норму рентабельности можно графическим способом. Для этого необходимо:

– задать ставку дисконтирования *r* и определить *NPV* проекта, отметить соответствующую точку на графике *NPV(r)*;

– задать гораздо большую ставку дисконтирования *r*, вычислить *NPV* и отметить соответствующую точку на графике;

– соединить данные точки и, если необходимо, продлить кривую *NPV* до пересечения с осью абсцисс.

В точке пересечения кривой с осью абсцисс *NPV* примет значение, равное 0, т.е. в этой точке и будет находиться значение показателя *IRR*.

Расчетные данные для построения графика *NPV(r)* представим в виде таблицы 37.

Таблица 37 – Данные для определения нормы рентабельности *IRR*.

<i>r</i> , д.ед.	год <i>i</i>	ДПДН	<i>NPV</i> , руб.	<i>NPV</i> , млрд. руб.
0,1	1	2117321222	3767459629	3,77
	2	1536214561		
	3	1113923846		
0,95	1	1194386330	883181610	0,88
	2	488841451		
	3	199953828		

По полученным результатам строим график, рисунок 31.

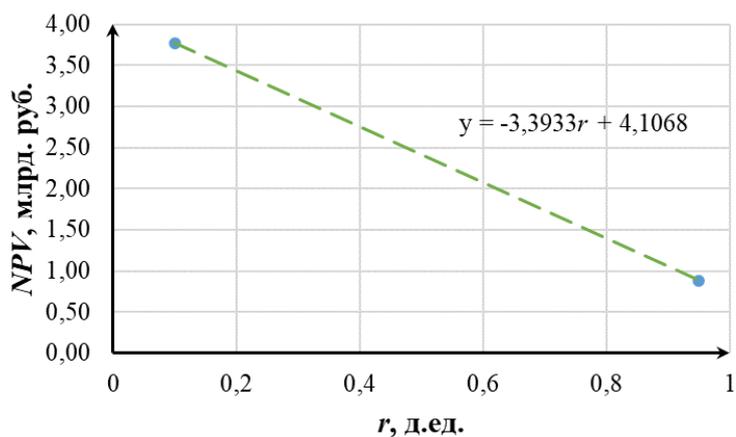


Рисунок 31 – График для определения нормы рентабельности *IRR*

Согласно зависимости, представленной на рисунке 31, ставка дисконтирования, при которой $NPV = 0$, равна 1,21.

Итого значение нормы рентабельности *IRR* равно 1,21.

4. *PP* – срок окупаемости инвестиций:

Период окупаемости для инвестиционного проекта равен числу лет, требуемых для того, чтобы совокупные ожидаемые поступления денежных средств стали равны первоначальной сумме инвестиций.

Поскольку доход от реализации технологии распределен по годам неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых инвестиция будет погашена кумулятивным доходом.

Для такого случая формула для расчета срока окупаемости инвестиций принимает вид:

$$\sum_{i=1}^n \text{ДПДН}_i > IC. \quad (31)$$

Тогда, решая неравенство (31) выясняется, что инвестиционный проект с лихвой окупается в первый год после реализации технологии ASP-заводнения:

$$\frac{\text{ДПДН}_1}{IC} = 2,12 > 1.$$

Если принять допущение, что за первый год ежемесячно будет поступать одинаковая сумма дисконтированного дохода денежной наличности от реализации технологии, то срок окупаемости инвестиционного проекта составит 6 месяцев:

$$\frac{176443435 \cdot 5}{1 \text{ млрд. руб.}} = 0,88 < 1;$$

$$\frac{176443435 \cdot 6}{1 \text{ млрд. руб.}} = 1,06 > 1.$$

4.5 Заключение по разделу

При выполнении задания по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведено технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения технологии ASP-защелкивания и рассчитана экономическая эффективность её применения.

Согласно расчетам, в результате реализации технологии ASP-защелкивания на 12 скважинах месторождения X за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 159 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 3,8 млрд. руб. при общих затратах 783 млн. руб.

Индекс рентабельности в данном случае принимает значение больше единицы (4,77 д. ед.), а норма рентабельности – 1,21, что доказывает реализуемость инвестиционного проекта.

При инвестиционном проекте, реализуемом в качестве единовременной выплаты в размере 1 млрд. руб., мероприятия по проведению технологии ASP-защелкивания окупятся через 1 год. В случае, если принять допущение, что за первый год ежемесячно будет поступать одинаковая сумма дисконтированного дохода денежной наличности от реализации технологии, то срок окупаемости инвестиционного проекта составит 6 месяцев.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б95	Иванов Владимир Александрович

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП/ОПОП	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения; – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации. 	<p>Объект исследования: применение технологии ASP-заводнения для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений.</p> <p>Область применения: нефтяные месторождения с реализуемой системой ППД.</p> <p>Рабочая зона: полевые условия.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: контроль за параметрами процесса закачивания агента в скважину, регулирование режима работы нагнетательных скважин, эксплуатация и ремонт оборудования систем подготовки и транспортировки закачиваемого агента.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. И доп., вступ. в силу с 01.03.2022). 2. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 3. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) «О специальной оценке условий труда» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021). 4. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. 5. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем. 6. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. 7. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.
<p>2. Производственная безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность;

	<ul style="list-style-type: none"> – Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением; – Химические вещества. <p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенный уровень общей и локальной вибраций; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение атмосферного воздуха углеводородным газом и сопутствующими вредными веществами. <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение подземных вод химическими реагентами и пластовыми флюидами. <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение почвы химическими реагентами и нефтью.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – разрыв трубопроводов, подающих химические реагенты в скважину; – разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; – нарушение электроснабжения; – взрыв и пожар. <p>Наиболее вероятная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
---	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б95	Иванов Владимир Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящей выпускной квалификационной работе проанализированы существующие технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений, а также рассмотрена эффективность применения технологии ASP-заводнения.

Технология ASP-заводнения основана на взаимодействии трехкомпонентной смеси (щелочь-ПАВ-полимер) с пластовой нефтью и горной породой. Проведение данной технологии сводится к выполнению следующих технологических операций: осуществление закачки воды, буферного раствора, растворов ПАВ, щелочи и полимера по заданным режимам, а также монтаж, демонтаж и обслуживание оборудования, используемого при закачке рабочего агента. Реализация перечисленных технологических операций производится через нагнетательные скважины системы ППД, которая включает в себя большое количество аппаратов и устройств, обеспечивающих обработку и транспортировку рабочего агента, а также его закачку в пласт в необходимом режиме.

ASP-заводнение, как и любые другие технологические мероприятия, проводимые на скважинах, является источником повышенного уровня опасности при малейших отклонениях от технологического режима эксплуатации оборудования и правил проведения мероприятия. Поэтому важно соблюдать безопасные условия труда во избежание наступления чрезвычайных ситуаций.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Промыслы, в частности объекты по разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 11.06.2021) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относятся к категории опасных производственных объектов с классом опасности II, III и IV [37].

Согласно статье 14, Главы 2 Федерального закона от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) «О специальной оценке условий труда» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2021) производственные объекты по добыче нефти и газа характеризуются [38]:

- Вредными условиями труда;
- Опасными условиями труда.

Работник ежедневно контактирует с нефтегазопромысловым оборудованием, которое должно соответствовать определенным требованиям. В конструкцию оборудования должны входить различные защитные средства с целью устранения или снижения опасных и вредных производственных факторов. Рабочая область оператора должна соответствовать требованиям, прописанным в ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ [39].

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [40]. Также должны соблюдаться эргономические требования к

оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 [41, 43].

Статья 117. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) гласит, что ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, у которых условия труда на рабочих местах отнесены либо к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени, либо к опасным условиям труда [43].

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда в соответствии со Статьей 147 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) устанавливается в повышенном размере. Минимальный размер повышения оплаты труда таким работникам, составляет 4 % тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Производственные объекты по добыче нефти и газа по большей части являются отдалёнными от населённых пунктов и объектов инфраструктуры. Работы в таких условиях выполняются посредством вахтового метода. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междувахтового отдыха.

Согласно Статье 298 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на производственных объектах, предполагающих работу вахтовым методом, регулируются Статьей 301 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022). Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха. Также лицам работающим вахтовым методом полагаются гарантии и компенсации, описанные в Статье 302 ТК РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) [43].

5.2 Производственная безопасность

ASP-заводнение осуществляется через нагнетательные скважины, обслуживанием которых занимается оператор ППД. Работник, выполняя технологические операции на рабочем месте, постоянно подвергается воздействию вредных и опасных факторов.

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» при выполнении работ по ASP-заводнению присутствуют факторы, представленные в таблице 38 [44].

Таблица 38 – Потенциально опасные и вредные производственные факторы при выполнении работ по ASP-заводнению на кустовых площадках

№	Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
		Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1	Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
2	Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
3	Повышенный уровень общей и локальной вибраций	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
4	Отсутствие или недостаток Необходимого искусственного освещения	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23 05-95*
5	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
6	Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
7	Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
8	Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением	-	-	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением
9	Химические вещества	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

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

1. Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды:

Работы по закачке ASP раствора в пласт проводятся на открытом воздухе. Изменение микроклиматических параметров воздушной среды может привести к ухудшению общего самочувствия работающего и даже к несчастному случаю.

Работающие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [45].

Материал спецодежды должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться. Также он должен обладать способностью пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения необходимо применение алюминиевых и фибровых касок. Для защиты глаз от попадания песка используются очки. При работе с химическими реагентами предусматривается использование фильтрующих противогазов, резиновых перчаток, непромокаемых рукавиц. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при наличии природных осадков – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются, таблица 39.

Таблица 39 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума:

Работа оператора ППД связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Источниками производственного шума являются электроцентробежные насосные агрегаты. Эквивалентный уровень звука насоса марки ЦНС составляет 111 дБА, что значительно превышает предельно-допустимый. Также на удаленные месторождения работников доставляют на вертолетах, которые создают уровень шума 95-100 дБА, что

также превышает норму. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБА [46].

В целях снижения уровня шума на нефтегазовых промыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты – противοшумными вкладышами или наушниками.

3. Повышенный уровень общей и локальной вибраций:

Наличие повышенного уровня вибрации на рабочем месте оператора ППД обусловлено работой насосного агрегата по закачке рабочих агентов в скважину. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц [47]. При превышении допустимого уровня вибрации производительность работника снижается, увеличивается вероятность получения травмы.

Для защиты от вибрации предусматривается выдача работникам резиновых перчаток.

4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения:

Недостаточное освещение рабочей зоны затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Слишком низкие уровни освещенности вызывают апатию и сонливость, а в некоторых случаях способствуют развитию чувства тревоги. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 должна быть не ниже 10 люкс [48].

В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

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

1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования:

При проведении работ по ASP-заводнению используется автомобильный транспорт различного назначения, поэтому для устранения возможных механических травм важно проводить мероприятия, к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [49].

При осуществлении процесса заводнения используются высоконапорные насосы, вращающиеся части которых могут также представлять опасность для жизни работника. Основными правилами предосторожности являются: соблюдение правил техники безопасности, ношения формы одежды, повышенное внимание на рабочем месте.

2. Производственные факторы, связанные с электрическим током:

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на кустовых площадках является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД). На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющийся наиболее опасным. Воздействие электрического тока на человека может проявиться в виде электрического удара, электротравмы или профессионального заболевания. Поэтому важно чтобы все электрооборудование и электроинструменты были заземлены. Защитное заземление должно удовлетворять требованиям, прописанным в ГОСТ 12.1.030-81 [50].

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока применяются средства коллективной и индивидуальной защиты: изоляция токопроводящих частей, предупредительная сигнализация, использование знаков безопасности, защитное отключение, диэлектрические перчатки и ботинки, инструменты с изолированными рукоятками и пр.

3. Пожаровзрывоопасность:

Основными причинами возникновения пожаров на кустовых площадках нефтяных и газовых месторождений являются:

1. Неосторожное обращение с огнем (при огневых работах);
2. Неудовлетворительное состояние электротехнических устройств и нарушение правил их монтажа и эксплуатации;
3. Нарушение режимов технологических процессов;
4. Неисправность отопительных приборов и нарушение правил их эксплуатации;
5. Невыполнение требований нормативных документов по вопросам пожарной безопасности.

Главная задача при борьбе с пожарами – локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающей горючей жидкости. В качестве первичных средств пожаротушения используются: переносные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т. п.), пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры).

Степень взрывозащиты электрооборудования должно относиться к уровню взрывозащиты 0, то есть взрывозащищенное электрооборудование, в котором по отношению к взрывобезопасному электрооборудованию приняты дополнительные средства взрывозащиты, предусмотренные стандартами на виды взрывозащиты, используют искрогасители, взрывонепроницаемую оболочку дополнительную и т. д.) согласно СП 12.13130.2009 [51].

4. Оборудование, емкости, работающие под избыточным давлением:

Производственные объекты, эксплуатирующие сосуды под давлением, относятся к опасным из-за высоких рисков возникновения взрывов и, как следствие, несчастных случаев и производственных травм. Наиболее частые причины аварий и взрывов сосудов связаны с нарушениями правил их обслуживания: превышение предельно допустимого давления, несоблюдение температурного режима и т.д.

Для безопасной эксплуатации сосудов, работающих под избыточным давлением, необходимо руководствоваться правилами комплекта технической документации от производителя, которая должна соответствовать техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 032/2013 [52].

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением, также зависит от свойств находящихся в них веществ. Так, для сосудов с щелочью рекомендуется использовать простые и нержавеющие стали, поскольку другие материалы могут вступать в химическое взаимодействие.

Другим важным требованием правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, является своевременное проведение технического освидетельствования (ТО).

Требования к персоналу, обслуживающему оборудование, вытекают из требований безопасности труда. К работе с таким оборудованием сотрудники могут быть допущены только после прохождения медосмотра, вводного и первичного инструктажей, инструктажей по пожарной и электробезопасности, а также после обучения и проверки знаний, соответствующих предполагаемому виду работ.

5. Химические вещества:

При ASP-заводнении используются такие химические реагенты, как щелочь и ПАВ. В зависимости от концентрации вещества при контакте возможен химический ожог, раздражение кожи, потеря зрения, раздражение дыхательных путей.

Для предотвращения воздействия химических веществ необходимо соблюдать меры предосторожности при приготовлении раствора, а также использовать соответствующие средства индивидуальной защиты. Требования безопасности при работе с химическими

регентами, соблюдение которых позволит избежать воздействия опасного фактора на здоровье работника, прописаны в ГОСТ 12.1.007-76 [53].

5.3 Экологическая безопасность

Процесс закачки раствора ASP сопровождается техногенным воздействием на окружающую среду. С целью минимизации негативного воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды.

1. Защита атмосферы:

При эксплуатации скважин на кустовой площадке происходит загрязнение атмосферного воздуха углеводородным газом и сопутствующими вредными веществами.

Для защиты атмосферы от загрязнения необходимо проводить следующие мероприятия:

- периодическая проверка оборудования на герметичность;
- контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на территории кустовой площадки;
- уменьшение концентрации вредных веществ.

2. Защита гидросферы:

Особое отрицательное воздействие на состав подземных вод оказывают химические реагенты и пластовые флюиды. Можно выделить следующие причины загрязнения подземных вод:

- разлив химических реагентов и нефти;
- перетоки флюида в заколонном пространстве вследствие нарушения целостности обсадных колонн;
- хозяйственно-бытовые или твердые отходы.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом их особенностей.

После закачки химических реагентов в пласт, нагнетательную скважину рекомендуется промывать достаточным объемом инертной жидкости. Сброс жидкости необходимо производить в сборную емкость, а остатки реагентов собирать и доставлять в места утилизации или уничтожения.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [54].

3. Защита литосферы:

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые при ASP-заводнении. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка реагентов или нефти при повреждении оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов.

В целях предупреждения негативного влияния антропогенного фактора необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основной объект системы ППД – нагнетательные скважины, которые располагаются на кустовых площадках совместно с оборудованием добывающих скважин. Вид опасности объекта – взрывопожарный, класс IV. Категория объекта по ГО – 1.

При проведении мероприятия по закачке ASP раствора в пласт может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций:

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- разрушение элементов, находящихся под высоким давлением;
- нарушение электроснабжения;
- взрыв и пожар.

Помимо этого, возможны ЧС природного характера, такие как паводковые наводнения, ураганы, пожары, попадание молнии.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. При нарушении герметичности оборудования есть вероятность возникновения взрыва. Работник может получить серьезные травмы и даже лишиться жизни.

Для предотвращения возникновения чрезвычайных ситуаций необходимо строго соблюдать технологический процесс, правила техники безопасности, инструкции, своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надежную

работу оборудования, применять различные средства блокировки, которые позволят исключить аварии при неправильных действиях работников, периодически проверять уровень знаний обслуживающего персонала.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих требований:

– топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;

– электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;

– запрещается пользоваться факелами, спичками на кустовой площадке;

– курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует оградить опасную зону и остановить в ней работы, сообщить руководству о произошедшей ситуации, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей.

При возникновении пожаров и взрывов на кустовых площадках необходимо проводить противопожарные мероприятия,

5.5 Заключение по разделу

При выполнении задания по разделу «Социальная ответственность» рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины при проведении ASP-заходнения, а также приведены необходимые меры по устранению или снижению их негативного влияния. При проведении ASP-заходнения наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является разрушение элементов, находящихся под высоким давлением. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдение правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение возможных чрезвычайных ситуаций.

Обеспечение безопасности работников и окружающей среды на производстве является неотъемлемой частью осуществления всех производственных процессов. Поэтому вопросы безопасности при принятии и выполнении технологических решений должны рассматриваться в первую очередь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе рассмотрена эффективность применения технологии ASP-заводнения для комплексного воздействия на разрабатываемые пласты нефтяных месторождений с целью вытеснения из них остаточной нефти, увеличения коэффициента охвата и, как следствие, конечного КИН.

Согласно обзору международного опыта применения технологии ASP-заводнений практически на всех месторождениях был получен значительный прирост КИН в 15-25 %. В среднем он вырос на 17 %.

Применимость данной технологии для нефтяных месторождений основывается на соответствии геологических условий, фильтрационных особенностей рассматриваемого объекта разработки и физико-химических свойств содержащегося в нем флюида. К числу наиболее важных факторов, влияющих на применимость технологии ASP-заводнения, относятся: тип коллектора, трещиноватость пластов, наличие газовой шапки, значение нефтенасыщенности, термобарические условия в пласте, ФЕС (пористость и проницаемость), минерализация и жесткость пластовых вод, вязкость и плотность пластовых флюидов, а также глинистость породы.

Согласно проведенным в Индии и Техасе лабораторным исследованиям на песчаных набивках выявлено следующее:

1. Полимер увеличивает поверхностное натяжение раствора ПАВ из-за взаимодействия функциональных групп;
2. Добавление щелочи значительно снижает поверхностное натяжение раствора ПАВ. Увеличение концентрации щелочи приводит к увеличению дополнительного извлечения нефти;
3. Кажущаяся вязкость полимерного раствора уменьшается в присутствии поверхностно-активного вещества;
4. После достижения определенной концентрации полимера коэффициент охвата приближается к своему предельному значению, в результате чего наблюдается лишь незначительное дополнительное извлечение нефти;
5. Увеличение концентрации ПАВ значительно повышает величину дополнительного извлечения нефти, при этом наиболее заметное увеличение приходится на более низкие концентрации.

По результатам исследования модельной системы отработаны методические рекомендации по изучению поверхностного натяжения, рассмотрена аппроксимация полученных экспериментальных значений с применением уравнения Шишковского, а также рассчитаны величины адсорбции и предельной адсорбции, дальнейший анализ

которых может доказать целесообразность применения конкретного исследуемого ПАВ для реализации технологии ASP-заводнения.

Доказана экономическая эффективность применения технологии ASP-заводнения. По результатам экономических расчетов, при реализации технологии ASP-заводнения на 12 скважинах месторождения X за 3 года возможно получение дополнительной добычи нефти в размере 159 тыс. тонн. При этом чистый дисконтированный доход за рассматриваемый период составит 3,8 млрд. руб. при общих затратах 783 млн. руб. При этом срок окупаемости инвестиций составит 6 месяцев при поступлении одинаковых сумм дисконтированного дохода денежной наличности.

Приведены необходимые меры по устранению или снижению негативного влияния потенциально опасных и вредных производственных факторов, влияющих на здоровье и состояние работников, обслуживающих скважины при проведении ASP-заводнения. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдение правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение возможных чрезвычайных ситуаций.

Таким образом, применение технологии ASP-заводнения может решить существующую проблему с неполным извлечением нефти при разработке нефтяных месторождений путем значительного увеличения коэффициенты охвата и вытеснения, и, как следствие, конечного КИН за счет комбинированного воздействия щелочи, ПАВ и полимера.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ БАКАЛАВРА

1. Иванов В.А., Чеканцева Л.В. Изучение поверхностного натяжения и закономерностей адсорбции поверхностно-активного вещества из водного раствора на твердых адсорбентах // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Томский политехнический университет, 2023.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Грушевенко Е. Перспективы развития третичных МУН в мире и в России. – М.: МШУ Сколково, 2021. – 40 с.
2. Ахметова Л.Г., Юхимчак В.Ю., Янукян А.П. Применение водных растворов ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов // Сборник научных трудов по итогам международной научно–практической конференции. – Волгоград: ИЦРОН, 2016. – С. 42-46.
3. Рузин Л. М., Морозюк О. А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
4. Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Верховых А.А., Елпидинский А.А. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – №4. – С. 257-262.
5. Abhijit S., Achinta B., Keka O., Ajay M. Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding // J Petrol Explor Prod Technol. – 2012. – № 2. – С. 67-74.
6. Hawkins B.F., Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A. Mechanisms of surfactant and pollymer enhanced alkaline flooding: application to David Lloydminster and Wainwright Sparky fields // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1994. – № 33 (4). – С. 52-63.
7. Жаппасбаев Б.Ж., Гусенов И., Шахворостов А.В., Ахмеджанов Т.К., Кудайбергенов С.Е. Щелочное-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение – эффективный метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях вязких нефтей // Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции [Электронный ресурс]. – Томск: ИОА СО РАН, 2016. – С. 90-93.
8. Clark S.R., Pitts M.J., Smith SM. Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system to the west Kiehl field // Petroleum Science and Technology. – 1993. – № 40 (18). – С. 172-179.
9. Маркова О.М., Севастьянов А.А. Mechanisms of Surfactant And Pollymer Enhanced Alkaline Flooding: Application to David Lloydminster And Wainwright Sparky Fields // Успешное применение технологии ASP заводнения для повышения нефтеотдачи. Отечественный и зарубежный опыт. – 2019. – № 46 (284). – С. 34-36.
10. Нажису, Ерофеев В. И. Исследование и применение комплексной технологии заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 10. – С. 96-100.
11. Sheng J.J. Status of surfactant EOR technology // Petroleum. – 2015. – № 79 (2). – С. 1-9.

12. Olajire A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges. / Olajire A. // Pergamon–Elsevier science ltd, the Boulevard, Langford lane, Kidlington, Oxford OX5 1gb, England. – 2014 – P. 963-982.
13. Гладкова Е.А. Перспективы применения технологии ASP-заводнения // Материалы Международной научно-методической конференции и Международной студенческой научной конференции. – СПб: ГНИИ «Нацразвитие», 2020. – С. 105-107.
14. Маркова О.М. Аналитический обзор критериев применимости и методов скрининга технологии ASP // XV международная научная конференция «Исследования молодых ученых». – Казань: Молодой ученый, 2020. – С. 3-7.
15. Измайлова Г.Р., Золотцев В.Ю., Данилевский С.С. ASP–заводнение // Материалы 47–й Всероссийской научно–технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием. – Уфа: УГНТУ, 2020. – С. 99-104.
16. Нвизуг-Би Л.К. Обзор современных представлений и анализ эффективности механизма вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 94-111.
17. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии. – 2-е. – Ленинград: Химия, 1984. – 386 с.
18. Леконцев Е.А. Исследование причин адсорбции поверхностно–активных веществ при ПАВ заводнении // Сборник статей VII Международной научно-практической конференции. – Пенза: МЦНС Наука и Просвещение, 2022. – С. 202-204.
19. James J., Sheng A comprehensive review of alkaline–surfactant–polymer (ASP) flooding // Asia–Pacific Journal of chemical engineering. – 2014. – № 9. – С. 471-489.
20. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Мошева А.М., Мелехин С.В., Чижов Д.Б. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 54-63.
21. Khlaifat A.L., Dakhlallah D., Sufyan F. A Critical Review of Alkaline Flooding: Mechanism, Hybrid Flooding Methods, Laboratory Work, Pilot Projects, and Field Applications // Energies. – 2022. – № 10. – С. 1-14.
22. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6 (56). – С. 102-107.
23. Shupe R.D. Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers // Journal of petroleum technology. – 1981. – № 8. – С. 1513-1529.
24. Szabo M.T. Laboratory Investigations of Factors Influencing Polymer Flood Performance // SPE J. – 1975. – № 15. – С. 338-346.

25. Волокитин Я.Е., Шустер М.Ю., Карпан В.М., Кольцов И.Н., Скрипкин А.Г. Лабораторные и полевые испытания заводнения АСП // Недропользование XXI век. – 2015. – № 6 (56). – С. 108-113.
26. Tomich J.F., Dalton R.L., Deans H.A., Shallenberger L.K. Single-Well Tracer Method to Measure Residual Oil Saturation // Journal of Petroleum Technology. – 1973. – № 25 (02). – С. 211-218.
27. Вендина Д.А. Анализ эффективности потокоотклоняющих технологий в условиях повышенных значений пластовых температур // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XXIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 2019 г. – Т.2 – С. 72-74.
28. СПД запустила технологию повышения нефтеотдачи АСП. [Электронный ресурс] // <https://salympetroleum.ru/media/news/spd-zapustila-tekhnologiyu-povysheniya-nefteotdachi-asp/> (дата обращения: 23.04.2023).
29. Мухаметдинова А.Д., Трегубов Д.В. Обзор технологии ASP-заводнения // Сборник статей XXII Международного научно-исследовательского конкурса Студент года 2022. – Пенза: Наука и Просвещение, 2022. – С. 46-19.
30. Технология RD-Agent + CL-systems. [Электронный ресурс] // Freepapers URL: <https://goo.su/Nzobqj0> (дата обращения: 22.04.2023).
31. Малышева Ж.Н., Новаков И.А. Теоретическое и практическое руководство по дисциплине «Поверхностные явления и дисперсные системы». Учебное пособие. – Волгоград: Изд-во ВолгГТУ, 2007. – 344 с.
32. Манжай В.Н., Чеканцева Л.В. Нефтяные дисперсные системы. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 148 с.
33. Таблица плотности воздуха (в кг/м³ для температуры от -25 °С до +35 °С). [Электронный ресурс] // Центр ПСС URL: <https://www.center-pss.ru/st/table/tab1-plotnosti-vozduha.htm> (дата обращения: 27.02.2023).
34. Плотность бензола и толуола при различных температурах. [Электронный ресурс] // Thermalinfo URL: <http://thermalinfo.ru/svoystva-zhidkostej/organicheskie-zhidkosti/plotnost-benzola-i-toluola-pri-razlichnyh-temperaturah> (дата обращения: 27.02.2023).
35. Поверхностное натяжение органических жидкостей в зависимости от температуры, мДж/м², при температуре 10-140 °С. [Электронный ресурс] // DPVA URL: <https://dpva.ru/Guide/GuidePhysics/SurfaceTension/SurfacetentionOrganicLiquidsBobylev/> (дата обращения: 27.02.2023).

36. Таблица плотности воды (в зависимости от температуры). [Электронный ресурс] // Центр ПСС URL: <https://www.center-pss.ru/st/table/tab1-plotnosti-vodi.htm> (дата обращения: 27.02.2023).

37. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ : [принят Государственной думой 21 июля 1997 года]. – Москва, 1997. – 162 с. – ISBN 978-5-9687-0053-7.

38. Российская Федерация. Законы. О специальной оценке условий труда : Федеральный закон № 426-ФЗ : [принят Государственной думой 23 декабря 2013 года]. – Москва, 2014. – 197 с. – ISBN 978-5-94280-625-5.

39. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

40. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем: дата введения 2017-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200140609> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

41. ГОСТ 12.2.049-80. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования: дата введения 1982-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200234> (дата обращения: 16.04.2023). – Текст : электронный.

42. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200012838> (дата обращения 14.04.2023). – Текст : электронный.

43. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной думой 21 декабря 2001 года]. – Москва, 2002. – 221 с. – ISBN 978-5-04-091090-8.

44. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация: дата введения 2017-03-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200136071> (дата обращения 15.04.2023). – Текст : электронный.

45. ГОСТ 12.4.011-89. Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация: дата введения 1990-06-30. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000277> (дата обращения 15.04.2023). – Текст : электронный.

46. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности: дата введения 2015-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 16.04.2023). – Текст : электронный.

47. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2008-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения: 12.04.2023). – Текст : электронный.

48. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*: дата введения 2017-05-08. – URL – <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения: 16.04.2023). – Текст : электронный.

49. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

50. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление: дата введения 1982-06-30. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200289> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

51. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

52. ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением (с изменениями на 23 апреля 2021 года): дата введения 2013-07-02. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/499031170?section=text> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

53. ГОСТ 12.1.010-76 Взрывобезопасность. Общие требования: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

54. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод: дата введения 1983-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004387> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

Приложение А

Таблица А.1 – Результаты применения ASP-защиты на пилотных и промышленных испытаниях в Китае

Месторождение	Тип испытания	Начало закачки	Площадь, км ²	Сетка скважин	Расстояние между скв., м	Нагн. скв., шт.	Доб. скв., шт.	Прирост КИН, %
Daqing	Пилотные	Февраль 1996	11,6	5-точечная	250	75	88	15,6
	Промышленные	Сентябрь 1994	0,09		106	4	9	21,9
		Май 1996	0,30		200	4	9	19,4
		Март 1997	0,75		250	6	12	20,6
		Июль 2006	1,73		175	29	39	19,8
		Июль 2006	1,92		125	49	63	30,2
		Апрель 2008	1,42		120	44	62	20,3
		Октябрь 2008	1,21		125	35	44	29,4
		Октябрь 2007	5,37		150	73	79	17,1
	Промышленные*	Ноябрь 2008	6,94		150	93	94	16,4
		Май 2009	4,72		141	99	110	19,9
		Октябрь 2009	4,77		141	110	104	20,5
		Февраль 1992	-		150	4	9	16,8
	Shengli	Промышленные**	Май 1997		0,61	210	6	13
Xinjiang	Пилотные	Июль 1996	-	50	4	9	24,0	
	Промышленные**	Сентябрь 2014	0,63	142	9	16	20,5	

* Расширенные и полностью подготовленные промышленные испытания.

** Промышленные испытания, очень близкие к промышленному применению с небольшим количеством проблем.

Таблица А.2 – Критерии применимости технологии ASP-заводнения

Параметры скрининга	Табер и др. (1997)	Ал-Бахар и др. (2004)	Диксон и др. (2010)	Консолидированные значения по ASP проектам
Порода-коллектор	-	Песчаник	-	Песчаник
Пластовая температура, °С	< 93,3	< 70	< 93,3	< 70
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	< 35	< 150	< 35	< 150
Проницаемость, мД	> 10	> 50	> 100	> 70
Активный водонапорный режим (да/нет)	-	Нет	≤ Локально	Нет
Подошвенная вода (нет/локально/на периверии/распространена)	-	-	-	≤ Локально
Газовая шапка (нет/локально/на периверии/распространена)	-	-	Нет	≤ Локально
Глинистость (нет/низкая/высокая)	-	Низкая	-	≤ Низкая
Жесткость воды, частей на млн.	-	1000	-	< 200
Минерализация воды, частей на млн.	-	50000	< 200000, если $T_{пл} < 60$ °С, < 50000, если $T_{пл} > 60$ °С	< 35000
Текущая нефтенасыщенность, д. ед.	> 0,35	-	> 0,45	0,35

Таблица А.3 – Сравнение характеристик заводнения при использовании ASP оторочек с различным составом

№	Концентрация щелочи, %	Концентрация ПАВ, %	Концентрация полимера, %	Дополнительное извлечение нефти, % от НГЗН
1	0,5	0,1	0,15	23,69
2	0,5	0,1	0,20	23,90
3	0,5	0,1	0,25	24,20
4	0,7	0,1	0,15	23,95
5	0,7	0,1	0,20	24,45
6	0,7	0,1	0,25	24,56
7	1,0	0,1	0,15	24,91
8	1,0	0,1	0,20	25,20
9	1,0	0,1	0,25	25,40
10	0,5	0,2	0,15	27,18
11	0,5	0,2	0,20	27,30
12	0,5	0,2	0,25	27,80
13	0,7	0,2	0,15	29,50
14	0,7	0,2	0,20	30,70
15	0,7	0,2	0,25	31,40
16	1,0	0,2	0,15	30,20
17	1,0	0,2	0,20	30,90
18	1,0	0,2	0,25	31,50
19	0,5	0,3	0,15	28,72
20	0,5	0,3	0,20	28,95
21	0,5	0,3	0,25	29,30
22	0,7	0,3	0,15	29,87
23	0,7	0,3	0,20	30,10
24	0,7	0,3	0,25	30,78
25	1,0	0,3	0,15	30,95
26	1,0	0,3	0,20	31,40
27	1,0	0,3	0,25	31,98