

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе поверхностно активных веществ в условиях Западной Сибири.

УДК 622.276.64(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Колотовкин Сергей Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганнова Елена Владимировна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск 2018г.

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение Школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Ответственный за реализацию ООП
_____ Максимова Юлия Сергеевна.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Колотовкину Сергею Валерьевичу

Тема работы:

Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе ПАВ, в условиях Западной Сибири.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	22.02.2018г.1219/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2018
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду,</p>	<p>Пакет технической, технологической и нормативной информации, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.</p>
---	--

<p>энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> 1). Актуальность применения МУН 2) Классификация методов повышения нефтеотдачи 3). Современные технологии повышения нефтеотдачи на основе ПАВ в условиях Западной Сибири 4) Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5) Производственная безопасность <p>Заключения</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Методы извлечения углеводородов 2) Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений в России 3) Запасы России по международной и российской классификации 4) Схема пароциклической обработки скважины 5) Схема площадной закачки пара в пласт 6) Аррениусовская диаграмма температурной зависимости константы скорости реакции гидролиза карбамида в композиции на основе ПАВ в интервале 80-250°C. Интервалы температур 100-250°C – 1; 80-100°C 7) График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины №1210 8) График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины № 527 9) Зависимость буферной ёмкости композиции на основе ПАВ от рН: 1 до термостатирования; 2, 3 — после термостатирования при 150 °С в течение 7 и 10 ч соответственно 10) Увеличение добычи нефти для участков паронагнетательной скважины № 6168 пермокарбоновой залежи Усинского месторождения после закачки композиции ГАЛКА-С и нефтewытесняющей композиции НИНКА

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Курганова Елена Владимировна			24.02.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Колотовкин Сергей Валерьевич		24.02.2018

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 81 с., 10 рис., 5 табл., 35 источников, 3 прил.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, коэффициент извлечения нефти, физико-химические методы, гидродинамические методы, эффективность, поверхностно-активные вещества.

Объектом исследования являются пермоярские пласты на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Цель работы – анализ применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов с целью повышения конечного коэффициента извлечения нефти.

В процессе исследования проводился анализ методов увеличения нефтеотдачи, их влияние на призабойную зону пласта. Отдельное внимание уделено применению различных методов в России и их эффективность.

В результате исследования исследованы условия, при которых наиболее эффективно применение рассмотренных методов нефтеотдачи.

Степень внедрения: все рассмотренные методы увеличения нефтеотдачи пластов в настоящее время применяются на различных месторождениях как в России, так и в мире в целом.

Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы:

Повышение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях равносильно открытию новых месторождений, и применение третичных методов важно для рентабельности нефтяных компаний.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ГПАА – гидролизированный полиакриламид;
- ИХН СО РАН – институт химии нефти сибирское отделение российской академии наук;
- КЕО – коэффициент естественной освещенности;
- КИН – коэффициент извлечения нефти;
- МУН – методы увеличения нефтеотдачи;
- НДД – налог на добавленный доход;
- ОПЗ – обработка призабойной зоны;
- ПАА – полиакриламид;
- ПАВ – поверхностное активное вещество;
- ПЗС – призабойная зона скважины;
- ПЛВА – план по ликвидации возможных аварий;
- ППД – поддержание пластового давления;
- ПЦО – пароциклическая обработка;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- ПЭВМ – персональная электронно-вычислительная машина;
- СанПиН – Санитарные правила и нормы;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- ТПВ – термополимерное воздействие;
- ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;
- МР – мицеллярный раствор;
- ЧС – чрезвычайная ситуация;
- ЭМП – электромагнитное поле.

ОГЛАВЛЕНИЕ	
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1.АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МУН.....	10
1.1.Обзор практики применения МУН в мире.....	10
1.2 Актуальность и значение применения МУН для нефтяных компаний России ..	13
2 КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ.....	15
2.1 Гидродинамические методы.....	16
2.1.1 Создание высокидавлений нагнетания	17
2.1.2 Форсированный отбор жидкости.....	18
2.1.3 Изменение направлений фильтрационных потоков.....	18
2.1.4 Циклическое заводнение	19
2.2 Физико-химические методы	21
2.2.1 Закачка поверхностно-активных веществ	21
2.2.2 Полимерное, мицеллярно-полимерное заводнение, термополимерное воздействие напласт	23
2.2.3 Щелочное заводнение	29
2.2.4 Вытеснение нефти из пласта растворителями.....	30
2.3 Тепловые методы.....	30
2.3.1 Пароциклическая обработка скважин.....	31
2.3.2 Площадная закачка пара.....	32
2.4 Волновое воздействие на пласт	33
2.5 Микробиологические методы повышения нефтеотдачи	35
3. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ПАВ В УСЛОВИЯХ ЗАПОДНОЙ СИБИРИ.....	38
3. 1 Комплексная технологияувеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей с применением гелеобразующей и нефтевытесняющей композиций	40
3.2 Композиции на основе ПАВ щелочных буферных систем для увеличения нефтеотдачи низко проницаемых ластов.....	42
3.3 Композиции ПАВ, в пласте CO ₂ и щелочную буферную систему, для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти	46
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
4.1 Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО»	55
4.2 Затраты на производство работ.....	56
4.3 Расчет прироста добычи нефти.....	57
4.4 Расчет прироста потока денежной наличности	58
ВВЕДЕНИЕ :	63

5 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	66
5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	67
5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	72
5.3. Экологическая безопасность	73
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	74
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ:	78

ВВЕДЕНИЕ

Доля запасов нефти приурочена к терригенным коллекторам, которые в свою очередь состоят из большого количества минеральных зерен. В результате лабораторных исследований устанавливается, что часть этих зерен являются гидрофильными, а часть – гидрофобными. Изменение характера смачиваемости возможно при использовании различных химреагентов, в том числе поверхностно-активных веществ.

Доказанным является тот факт, что остаточная нефтенасыщенность коллекторов с гидрофобными свойствами обычно выше, чем в случае коллекторов с гидрофильными свойствами. С этим связана возможность снижения остаточной нефтенасыщенности в пористой среде, если изменить характер смачиваемости поверхности породы.

Для повышения нефтеотдачи возможно использовать различные типы анионоактивных, неионогенных и смешанных ПАВ. Исследования показали, что более эффективными являются не индивидуальные ПАВ, а композиции ПАВ, полученные смешением масло- и водорастворимых компонентов.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МУН

На протяжении последних десятилетий в научном мире идет активное обсуждение вопроса применения альтернативных и нетрадиционных источников топлива. Однако, в связи со значительными трудностями при поисках и добыче нетрадиционных источников топлива, в ближайшем будущем они не найдут широкого применения. Поэтому можно предполагать, что в обозримом будущем спрос на нефть будет оставаться на прежнем уровне, поэтому необходимо внедрять и разрабатывать новые технологии, позволяющие извлекать ее в полном объеме из коллекторов различных по составу и строению. Кроме этого последние исследования показывают, что происходит постоянный рост спроса на нефть (доля нефти в мировом энергобалансе практически не изменится к 2030 году составит от 27% до 30%) [11].

Большинство месторождений в мире и в России в частности были открыты в 70-е годы прошлого столетия. На сегодняшний день основная часть крупных и крупнейших месторождений нефти во всем мире вступила в завершающий этап разработки, который характеризуется повышением обводненности добываемой продукции и увеличением количества трудноизвлекаемых запасов нефти. В настоящее время ведутся работы по поиску и разведке новых месторождений углеводородов, однако стоит понимать, что все вновь открываемые месторождения несравнимы с уже разрабатываемыми по запасам.

Современные исследователи-нефтяники заняты поисками новых и совершенствованием уже существующих методов повышения нефтеотдачи пластов. Их работы направлены на создание таких составов, которые с одной стороны позволяют извлекать остаточную нефть, а с другой стороны не наносят пагубного влияния на окружающую среду и недра.

1.1 Обзор практики применения МУН в мире

Извлечение нефти из продуктивных пластов проводится в три этапа (рисунок 1.1):

За счет собственной (естественной) энергии пласта, которая может быть обусловлена условиями формирования залежи нефти и газа. Однако в этот период происходит резкое снижение пластового давления, которое приводит к снижению

добычи нефти. При этом коэффициент извлечения нефти (КИН) составляет 5-15 % в зависимости от свойств нефти и продуктивного пласта [8].

Применение вторичных методов – различные виды заводнения. Заводнение позволяет поддерживать пластовое давление на определенном уровне, не допуская резкого его снижения. Однако в этом случае может происходить преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам и, как следствие, снижение добычи нефти. В данном случае коэффициент извлечения нефти варьирует в диапазоне 20-60 % [8].

Применение третичных методов – различные виды методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Эти методы направлены на повышение степени извлечения нефти из всего объема пласта. Различные виды МУН позволяют повысить КИН до 35-70 % [8].

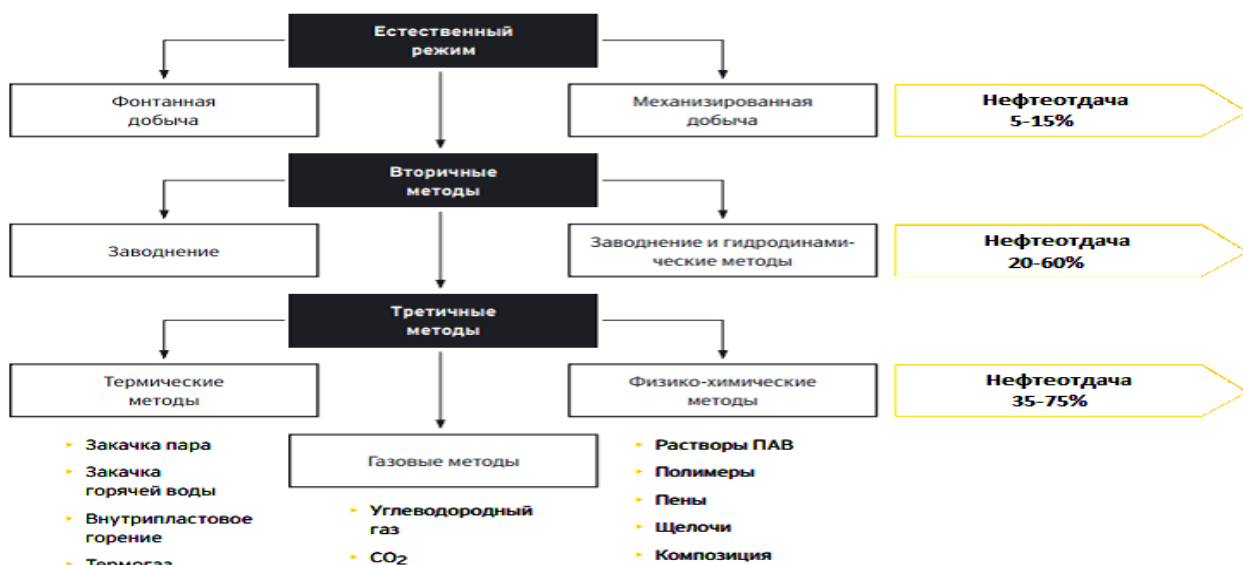


Рисунок 1.1 – Методы извлечения углеводородов

Однако стоит отметить, что в настоящее время разработка на естественных режимах не ведется, а с самого начала применяют различные виды заводнения, позволяющие как можно дольше не допустить снижение пластового давления.

В настоящее время выделяют следующие виды МУН [9]:

- газовые методы;
- тепловые методы;
- физико-химические методы;
- гидродинамические методы;
- новые (микробиологические, вибросейсмические) методы.

Каждая из перечисленных групп методов имеет свои особенности и может применяться при определенных условиях, которые связаны со свойствами нефти и

пластовой воды, а также с составом и коллекторскими свойствами нефтесодержащих пород.

Опыт применения различных МУН в мировой практике показывает, что КИН за счет газовых методов может быть увеличен на 5-10%, физико-химических – на 3-8% и тепловых – на 15-20% [3]. Последние исследования указывают, что на долю тепловых методов приходится около 50% добычи от МУН во всем мире, на закачку азота и диоксида углерода – 45%, на химические методы – всего 5%. В США наиболее широкое распространение получили газовые и тепловые методы, что связано со свойствами нефти.

Каждый метод имеет свои критерии эффективного применения: глубина залегания продуктивного пласта, физико-химические свойства нефти и пластовой воды, коллекторские свойства пород, минералогический состав пород и др.

Изучение данных нефтяных компаний позволяет сделать вывод, что наибольший эффект и успешность третичные МУН имеют в условиях крупных нефтяных компаний, таких, например, как ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips, Occidental Petroleum, Anadarko, Petrobras, Wintershall и ТРАО, которые имеют возможность инвестировать значительные средства в научно-исследовательские работы [13].

МУН используют не только на месторождениях Северной Америки, также их применяют и на месторождениях других стран: Египет, Бразилия, Индонезия, Нидерланды и т.д.

Россия в области разработки и внедрения различных МУН занимала различные позиции. Отечественными учеными было предложено большинство ныне применяемых технологий.

До 50-х годов прошлого столетия в нашей стране повышение степени извлечения нефти было связано с изменением схемы размещения скважин, выбором оптимального давления нагнетания, объектов разработки и других способов, которые относятся к вторичным методам.

В 1960-х годах основной упор был сделан на исследование различных химических реагентов (поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты и т.п.), которые позволяли улучшать нефтеотмывающую способность закачиваемых и пластовых вод.

В конце 80-х – начале 90-х годов прошлого столетия на месторождениях, содержащих высоковязкую нефть (Усинское, Гремихинское, Ромашкинское, Самотлорское месторождения) были опробованы тепловые методы воздействия,

которые показали хорошие результаты. В условиях Самотлорского месторождения также была опробована технология газового воздействия [11].

1.2 Актуальность и значение применения МУН для нефтяных компаний России

Выше уже было отмечено, что объем трудноизвлекаемой нефти в России увеличивается, достигая 60 %. В тоже самое время отмечается снижение КИН, который составляет в среднем 34-40 % (рисунок 1.2) [11].

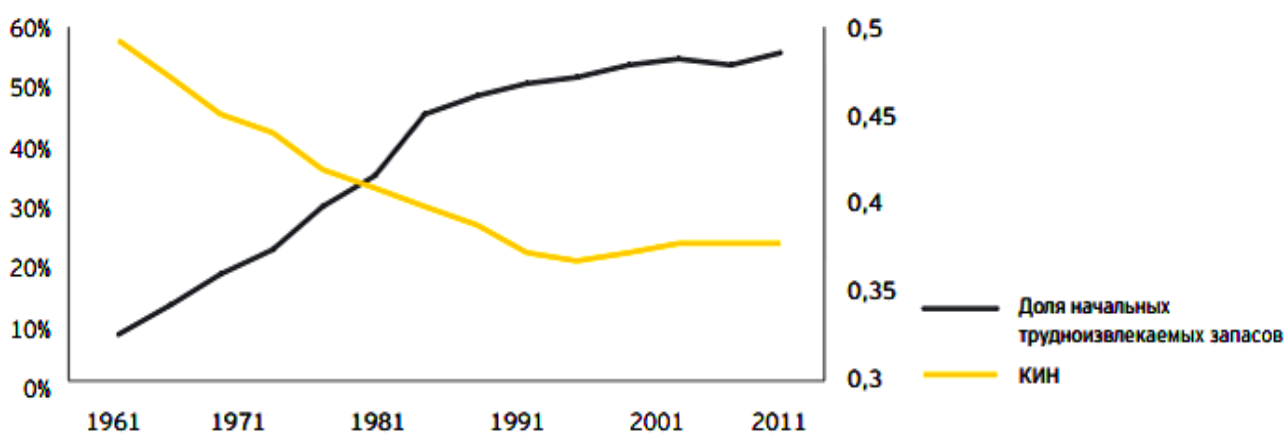


Рисунок 1.2 – Динамика трудноизвлекаемых запасов и нефтеотдачи месторождений в России

Основной проблемой развития отечественного нефтяного комплекса является низкий уровень КИН. Для решения данной проблемы необходимо решить задачи по совершенствованию технологий добычи нефти, в том числе методов повышения нефтеотдачи пластов.

Была отмечена связь динамики КИН и изменения объема трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), которая выразилась в незначительном росте эффективности извлечения нефти в условиях совершенствования применяемых технологий разработки месторождений. Исследования показывают, что увеличение КИН всего на 1 % (при разработке крупных месторождений) сопоставимо с открытием нового месторождения. К примеру, на Ромашкинском месторождении (Волго-Уральская нефтегазоносная провинция) при повышении КИН на 1 % прирост запасов может составить 42 млн. тонн нефти (по данным ПАО «Татнефть»).

Данные Министерства энергетики указывают, что в условиях действующей системы налогообложения почти половина [1] извлекаемых запасов будет отнесена к категории нерентабельных (рисунок 1.3).

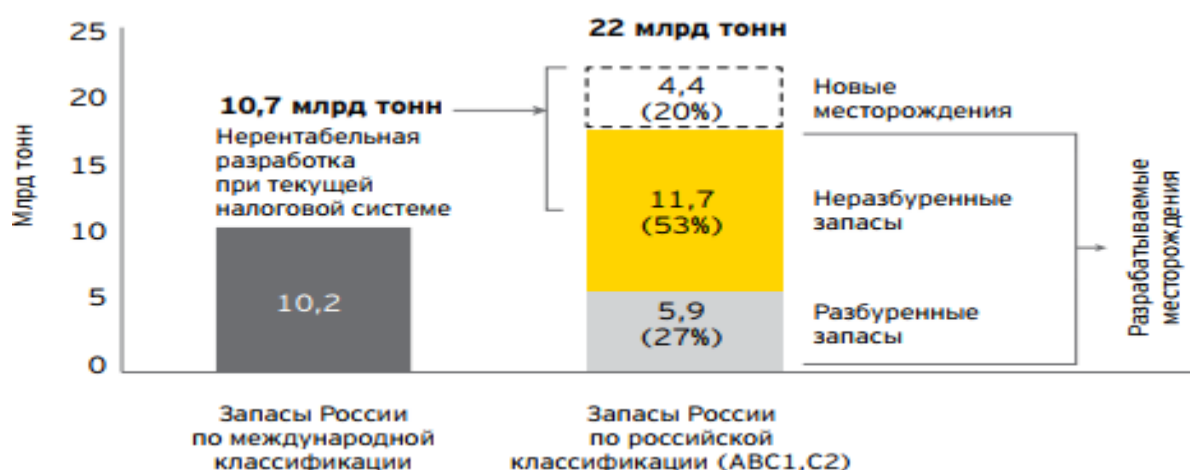


Рисунок 1.3 – Запасы России по международной и российской классификации

В России большое количество месторождений, извлекаемые запасы которых постепенно сокращаются, но увеличивается доля ТРИЗ. Ситуацию можно изменить, применяя современные технологии повышения нефтеотдачи пластов. Как известно, на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции расположены месторождения, дающие более половины добычи нефти в России. Поэтому здесь применение МУН очень важно. Однако динамика добычи нефти в Западно-Сибирском регионе постепенно сокращается (с 2006 по 2012 гг. снижение произошло на 7 %).

По расчетам Международного энергетического агентства, при использовании третичных МУН прирост объема извлекаемых запасов в СНГ может составить 2,7-4 млрд. тонн (16-23% от текущей величины ресурсной базы) [13].

2 КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

К методам увеличения нефтеотдачи следует относить, только методы, позволяющие повысить объём извлекаемой нефти, добываемой за счёт дополнительного дренирования, той части залежи, которая не охватывается разработкой при естественном режиме эксплуатации. [8]:

- гидродинамические методы, куда относятся:
 - метод форсированного отбора жидкости
 - метод с изменением направления фильтрационных потоков
 - технология нестационарного заводнения (циклическое заводнение);
 - создание высоких давлений нагнетания;
- физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов. К ним можно отнести:

- закачку водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ);
- закачку полимеров;
- закачку щелочей;
- Вытеснения нефти из пласта растворителями

- тепловые методы:
 - пароциклическая обработка скважин;
 - площадная закачка пара;
- микробиологические и вибросейсмические.

За счет применения заводнения и всевозможных МУН конечный коэффициент извлечения нефти можно довести:

- при вязкости нефти 10 мПа·с до 77-70%;
- при вязкости нефти 10-50 мПа·с до 70-60%;
- при вязкости нефти 50-100 мПа·с до 60-56%.

Остаточные запасы нефти в пласте находятся в заводненных зонах, в слабопроницаемых заводненных зонах, а также в обособленных линзах в разрезе и в плане, совсем не охваченные дренированием системой скважин. При столь широком многообразии состояния остаточной нефти, а также при большом различии свойств нефти и воды и неоднородности нефтенасыщенных пластов не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи пластов.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов, в основном, характеризуются направленным воздействием на одну-две причины образования остаточной нефти.

Эффективность метода может выражаться следующими показателями:

- увеличение добычи нефти;
- снижение объемов добычи воды;
- экономия материалов;
- увеличение межремонтного периода работы скважин, снижение затрат на проведение подземного и капитального ремонта скважин.

2.1 Гидродинамические методы

Гидродинамические МУН применяют с целью увеличение охвата залежи заводнением в результате вовлечения в процесс заводнения отдельных линз, тупиковых зон, малопроницаемых нефтенасыщенных объёмов пласта путём регулирования режимов нагнетания воды и отбора нефти по площади и разрезу залежи. По своей сути все гидродинамические методы являются в какой-то степени разновидностью заводнения [1], поэтому при их реализации используют уже существующий фонд скважин.

Основной вклад в научное обоснование гидродинамических методов внесли учёные института «ВНИИнефть» (г. Москва) – Крылов А. П., Сургучёв М. Л., Борисов Ю. П., Горбунов А. Т. и др.

Реализация этих методов, как правило, не требует существенных изменений сложившейся системы ППД на залежи. Выделяют следующие разновидности гидродинамических методов [2]:

- создание высоких давлений нагнетания;
- форсированный отбор жидкости;
- изменение направлений фильтрационных потоков;
- циклическое заводнение.

2.1.1 Создание высоких давлений нагнетания

При реализации заводнения для закачки в пласт воды на устье скважин создают достаточно высокие давления, которые достигают 15-20 МПа, а в некоторых случаях и 30-40 МПа. В результате повышения давления нагнетания увеличивается репрессия на пласт, что даёт возможность вовлекать в процесс фильтрации всё менее проницаемые интервалы пласта.

Индикаторная кривая, построенная для нагнетательных скважин, имеет нелинейную зависимость, что особенно резко проявляется при давлениях нагнетания, близких к критическим значениям. При увеличении давления нагнетания до первого критического значения (близкого к гидростатическому) происходит раскрытие существовавших и образование новых трещин в наименее прочных интервалах разреза. При увеличении давления до второго критического значения, близкого к горному, происходит образование крупных трещин, по которым в дальнейшем может быстро прорываться вода в добывающие скважины [10].

Стоит также учитывать, что переход на высокие давления нагнетания может быть связан с решением ряда технических проблем (установка дополнительных насосных мощностей, прокладка водоводов, рассчитанных на высокие давления, необходимость ремонта нагнетательных скважин и т. д.).

Переход на высокие давления нагнетания, особенно в условиях карбонатных трещиноватых коллекторов, может привести к преждевременным прорывам воды по высокопроницаемым зонам, что приведёт к снижению охвата заводнением и нефтеотдачи пласта.

При увеличении темпов закачки воды в пласт очень важно соблюдать баланса закачки воды и отбора жидкости, что связано с предотвращением увеличения в залежи давления выше гидростатического, так как образование трещин приведёт к снижению охвата и нефтеотдачи пласта.

Стоит учитывать, что большие скорости закачки воды могут приводить к уменьшению удельной приёмистости нагнетательных скважин. Это происходит, когда скорость фильтрации воды в ПЗС достигает критических значений и ламинарный режим фильтрации воды переходит в турбулентный. При этом резко (почти в 20 раз) возрастает фильтрационное сопротивление пласта. При отборе жидкости режим фильтрации – ламинарный. Поэтому коэффициент продуктивности

скважин может быть в 2-3 раза больше, чем коэффициент их приёмистости. Это надо иметь в виду при проведении гидродинамических исследований скважин [1].

Поэтому, принимая решение о переходе на высокие давления нагнетания воды, необходимо учесть все возможные последствия. В любом случае необходимо обосновывать это решение в процессе опытно-промышленных работ на небольших представительных участках.

2.1.2 Форсированный отбор жидкости

Сущность технологии заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин. В результате создания более высоких депрессий на пласт в процесс фильтрации должны вовлекаться менее проницаемые интервалы продуктивного разреза. Физика процесса аналогична той, которая имеет место при увеличении давлений нагнетания.

Одним из условий применения метода должны быть достаточный запас пластового давления и высокая продуктивность скважин, позволяющие при увеличении дебита скважин не допускать снижения забойного давления ниже давления насыщения, прорыва воды или газа в скважину, разрушения ПЗС, выноса песка в скважину. Кроме того, резкое снижение забойного давления и увеличение депрессий может привести к нарушению эксплуатационной колонны [1].

Так же как при увеличении давлений нагнетания, форсирование отборов жидкости, особенно в условиях трещиноватого коллектора, может привести к росту обводнённости и снижению нефтеотдачи.

Поэтому до форсирования отборов необходимо проводить дополнительные исследования зависимости дебита скважины по нефти от дебита по жидкости, а также анализ характеристик вытеснения нефти по отдельным скважинам, где увеличены отборы. Это позволит оценить изменение запасов, вовлечённых в разработку, в результате увеличения дебита скважин [2].

2.1.3 Изменение направлений фильтрационных потоков

Это самый простой в технологическом отношении метод. Суть метода заключается в прекращении закачки воды в одни скважины и перенос нагнетания в

другие. Перенос нагнетания может осуществляться как в нагнетательные, так и в добывающие скважины, которые полностью обводнились или те, которые не реагируют на закачку воды.

В результате переноса нагнетания происходит изменение направлений фильтрационных потоков и нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны пласта, не охваченные разработкой [3].

Изменение направлений фильтрационных потоков и вовлечение в разработку неохваченных процессом зон пласта может достигаться также за счёт дополнительного разрезания залежи нагнетательными скважинами на блоки очагового заводнения, организации элементов площадного воздействия и т. д.

Выбор дополнительных скважин для нагнетания воды осуществляется на основе геологического и геофизического контроля за выработкой пластов, построения карт изобар, карт обводнённости, карт текущей нефтенасыщенности. На основе комплексного анализа информации о распределении давлений, остаточной нефтенасыщенности по площади и разрезу залежи выявляются зоны, не охваченные или недостаточно охваченные заводнением. В этих зонах создаются новые очаги заводнения.

Таким образом, в процессе разработки месторождения, по мере получения дополнительной информации, должна постоянно корректироваться первоначально запроектированная система заводнения.

2.1.4 Циклическое заводнение

Это один из самых эффективных методов регулирования заводнения в условиях неоднородных, слоистых и трещиноватых коллекторов. Суть метода состоит в периодическом изменении расходов (давлений) закачки воды при одновременном изменении режимов отбора жидкости [6].

Изменение режимов нагнетания и отборов производится по определённому графику цикличности. Благоприятными факторами для реализации метода являются:

- гидрофильность коллектора;
- невысокая вязкость нефти;
- большое газосодержание нефти.

Физическая сущность циклического заводнения заключается в следующем. Если в первой половине цикла между заводнённой высокопроницаемой зоной (пропластком, трещиной) и нефтенасыщенной менее проницаемой зоной создать значительный перепад давления, то вода за счёт упругого сжатия нефти внедряется в нефтенасыщенную малопроницаемую зону.

При снижении давления в высокопроницаемой зоне во второй половине цикла (за счёт прекращения или уменьшения закачки воды) вода будет удерживаться в малопроницаемой зоне капиллярными силами, а нефть будет вытесняться в заводнённую зону, по которой жидкость фильтруется в скважину. Вытеснение нефти в заводнённую зону при прекращении закачки воды и снижении давления в этой зоне происходит за счёт упругих сил, а при снижении пластового давления ниже давления насыщения – за счёт режима растворённого газа [1].

Эффект тем сильнее, чем больше амплитуда создаваемых перепадов давлений, чем лучше гидродинамическая связь между высоко- и низкопроницаемыми зонами, чем лучше капиллярные силы удерживают воду и чем выше газонасыщенность нефти. Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с традиционным заводнением (кроме перечисленных) – технико-экономическая возможность создания высоких давлений нагнетания и возможность при переходе на циклический режим поддерживать баланс между закачкой и отбором по залежи. Обычно для обеспечения равномерной загрузки оборудования залежь делится на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора.

Эффективность процесса определяется степенью упругости пластовой системы и коэффициентом капиллярного удержания воды в пористой среде, который зависит от физико-химических свойств пластовой системы. Упругость пластовой системы увеличивается с ростом газосодержания нефти и особенно сильно проявляется при снижении давления ниже давления насыщения.

Управляемые параметры циклического заводнения – амплитуда и продолжительность циклов (полупериодов) воздействия.

Обычно продолжительность циклов изменяется от 10 до 70-80 суток и увеличивается от цикла к циклу [3].

Методы гидродинамического воздействия на продуктивные пласты применяются обычно в различных сочетаниях друг с другом одновременно, а эффективность какого-либо одного метода взаимосвязана с объёмом применения других.

Следует отметить, что гидродинамические методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их реализации не меняется механизм вытеснения нефти. Поэтому за счёт применения этих методов не удаётся повысить нефтеотдачу более чем на 3-5%.

2.2 Физико-химические методы

2.2.1 Закачка поверхностно-активных веществ

Результаты исследований показывают, что пластовые воды обладают лучшей нефтевытесняющей способностью в сравнении с поверхностными водами. Также установлено, что низкая нефтеотдача коллекторов связана не с качеством закачиваемых вод, а с неоднородным строением продуктивных пластов, наличием большого количества изолированных зон, не промываемых водой. Поверхностные воды (речные, озёрные, подрусловые) в пластовых условиях при контакте с малополярной нефтью могут приводить к появлению высоких капиллярных давлений в пористой среде пласта в результате повышения температуры и улучшения смачивающих свойств. В этом случае отмывающие свойства таких вод будут ниже, чем для собственных пластовых вод [5].

Для улучшения нефтеотмывающей способности закачиваемой воды используют различные поверхностно-активные вещества (ПАВ). В результате растворения в воде ПАВ происходит улучшение смачивающих свойств воды, снижение поверхностного натяжения на границе вода-нефть, и как следствие повышение коэффициента вытеснения нефти.

Качество применяемых ПАВ характеризуют:

- поверхностная активность на границе нефть-вода;
- степень предельной адсорбции на поверхности породы;
- скорость диффузии;
- эмульгирующие свойства и т.д.

Молекулы ПАВ имеют сложное строение и состоят из длинных гидрофобных углеводородных цепей с низким остаточным сродством на одном конце молекул и гидрофильных полярных групп с высоким сродством на другом [5].

Классификация ПАВ по химическому составу:

- анионоактивные, у которых углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе;

- катионоактивные образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов;

- неионогенные вещества не содержат неионизирующиеся гидрофильные конечные группы и их поверхностная активность связана с особым строением молекул, имеющих асимметричную структуру, состоящую из полярных и неполярных групп. Неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикалы, а полярную водорастворимую группу представляет полиэтилен гликолевый или пропилен-гликолевый остаток [1].

Исследования, проведенные в лабораторных условиях, показывают, что из всех испытанных ПАВ, лучшей нефтеотмывающей способностью обладают растворы неионогенных ПАВ. Также установлено, что ионогенные ПАВ адсорбируются на поверхностях минералов больше, чем неионогенные.

Лабораторные исследования зависимости поверхностного натяжения с нефтью от концентрации ПАВ в растворе показали, что вначале поверхностное натяжение падает быстро, а по мере заполнения поверхностного слоя адсорбируемыми молекулами уменьшается и, наконец, практически прекращается, когда адсорбция достигает постоянного значения, соответствующего полному насыщению слоя молекулами ПАВ. Так, с увеличением концентрации ПАВ с 0 до 0,1-0,2% поверхностное натяжение на границе раствора с нефтью уменьшается с 30-32 до 7-8 мН/м, т. е. примерно в 4 раза и в дальнейшем остаётся практически постоянным [2].

Лабораторные исследования показывают, что для значительного улучшения вытесняющей способности воды требуются ПАВ, снижающие поверхностное натяжение до 0,01-0,05 мН/м.

Лучшие неионогенные ПАВ при оптимальной концентрации в воде 0,05-0,1% обеспечивают снижение поверхностного натяжения до 7-8 мН/м, что явно недостаточно для получения хорошего эффекта. Поэтому применение ПАВ позволяет увеличить нефтеотдачу не более чем на 3-5%, т. е. незначительно.

Метод повышения нефтеотдачи с применением водных растворов ПАВ в 70-е годы испытывался на ряде месторождений страны (Арланское, Самотлорское и др.). Однако технологическая эффективность этого метода однозначно не доказана. Это в значительной мере обусловлено следующими недостатками метода: большой

адсорбцией ПАВ из водного раствора на поверхности породы, необходимостью закачки в связи с этим очень больших объёмов раствора.

Поэтому в настоящее время растворы ПАВ применяют в основном для обработки призабойных зон нагнетательных скважин для увеличения их приёмистости [11].

В приложении 1 дан пример расчёта показателей разработки при закачке в пласт водного раствора ПАВ.

2.2.2 Полимерное, мицеллярно-полимерное заводнение, термополимерное воздействие на пласт

Одной из причин низкого коэффициента вытеснения и охвата пласта процессом заводнения на месторождениях, содержащих нефть повышенной вязкости, является большое соотношение вязкостей нефти и воды, приводящее к снижению охвата пласта вытесняющим агентом. Добавка в воду высокомолекулярного полимера позволяет повысить вязкость воды и соответственно улучшить соотношение подвижностей нефти и воды и за счёт этого повысить нефтеотдачу [5].

На практике применяются следующие разновидности полимерного воздействия:

- обработка призабойных зон с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин или профиля притока добывающих скважин путем закупоривания высокопроницаемых каналов;
- загущение закачиваемой воды при заводнении с целью выравнивания подвижности нефти и воды для повышения конечной нефтеотдачи.

В качестве добавок к воде могут использоваться несколько полимеров:

- ксантановая смола;
- гидролизованный полиакриламид (ГПАА);
- сополимеры (полимер, состоящий из двух и более типов мономеров);
- полиакриламид (ПАА) и др.

Все полимеры, применяемые в промышленности, можно объединить в два класса: полиакриламиды и полисахариды (биополимеры). Наиболее распространенным в нефтяной промышленности полимером является

полиакриламид (ПАА), молекула которого состоит из длинных цепочек, построенных из атомов углерода, водорода и азота с молекулярной массой порядка 10⁶. В определённых условиях молекула полимера представляет собой цепочку, длина которой соизмерима с размерами пор пласта. В некоторых случаях цепочка может быть свёрнутой в клубок или шар. Молекулы полимера, двигаясь в пористой среде пласта, в водном растворе сорбируются на минеральных зёрнах породы-коллектора, создавая дополнительное фильтрационное сопротивление [6].

При фильтрации растворов полимеров в пористой среде они приобретают свойства неньютоновских жидкостей, называемых дилатантными. Скорость фильтрации таких систем зависит от градиента давления, причем чем выше градиента давления, тем меньше увеличивается скорость фильтрации.

Количество сорбированного полимера должно быть оптимальным. Адсорбированные частицы со временем вымываются водой.

Основным негативным свойством полимера является деструкция, т.е. разрушение его молекул. В результате деструкции происходит разрыв цепочки и, как следствие, уменьшение молекулярной массы полимера, что приводит к снижению его загущающей способности.

Различают следующие виды деструкций [7]:

- химическая возникает в при взаимодействия кислорода воздуха с молекулами полимера;
- термическая возникает при температурах выше 90⁰С;
- механическая связана с разрывом молекул при высоких скоростях движения по трубам, насосам, НКТ;
- микробиологическая связана с действием аэробных бактерий, которые развиваются в пласте при закачке их с водой за счет окисления нефти.

Еще необходимо отметить, что высокая минерализация пластовых вод может негативно сказаться на проведении полимерного заводнения.

По числу промысловых проектов полимерное заводнение является наиболее распространённым существующим методом повышения нефтеотдачи. Причина этого заключается в том, что, за исключением обычного заводнения, полимерное заводнение является самым простым методом для применения в промысловых условиях и требует относительно небольших капиталовложений. Большинство промысловых проектов были небольшими, так же как и количество добытой нефти.

В 70-х годах испытания полимерных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов проводились на нескольких месторождениях в Куйбышевской области,

Башкирии и Татарии. Наиболее представительными из них являются на Орляном месторождении и на Ново-Хазинской площади Арланского месторождения. Оценка технологической эффективности этого метода на Ново-Хазинской площади проводилась путём сравнения показателей добычи нефти на опытном и контрольном участках. Сравнение зависимости содержания нефти в добываемой продукции от объёма отобранной жидкости показало, что текущая добыча нефти на опытном участке возросла на 12-13%, при этом обводнение опытных скважин происходит медленнее, чем контрольных скважин. Текущая дополнительная добыча на 1 т сухого полимера за 2,5 года составила около 600 т.

В настоящее время на нефтяных месторождениях России полимерные и другие вязкоупругие составы обычно применяются для обработки призабойной зоны (ОПЗ) нагнетательных скважин, вскрывших расчленённые пласты, с целью выравнивания профилей приёмистости. Большая часть таких обработок произведена в терригенных коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири, однако имеется опыт применения полимерных составов и в карбонатных пластах других нефтяных регионов [2].

Применение полимерных систем в других нефтедобывающих странах дает положительные результаты. Все работы, проводимые в условиях различных месторождений, дают высокую эффективность, хотя успешность обычно составляет 50-60 % при продолжительности эффекта до 6 месяцев. В связи с этим научные исследования продолжаются с целью создания таких составов, которые позволили бы обеспечить максимальную продолжительность технологического эффекта. При этом необходимо учитывать факторы, влияющие на устойчивость полимеров в пористой среде пласта, т.к. раствор необходимо протолкнуть в пласт как можно дальше от скважины. Поэтому в зависимости от конкретных геологических условий подбирают соответствующие составы.

Силами отечественных учёных были созданы полимерные композиции, получившие широкое промышленное распространение не только на месторождениях России, но и за рубежом – продукт БП-92, Темпоскрин, РИТИН и др. Они получили распространение, в основном, в технологиях выравнивания профиля приёмистости в нагнетательных скважинах. Разработанные полимерные композиции позволяют сокращать объёмы попутно добываемой воды, способствуя приобщению к дренированию менее проницаемых коллекторов и в конечном итоге приводят к росту КИН.

К сожалению, полимерные растворы не получили широкого распространения в нашей стране в качестве рабочих агентов в процессах площадного вытеснения.

Факторы, оказывающие влияние на эффективность полимерного заводнения, состоят в следующем [10]:

- 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.

На месторождениях, где достигнуты положительные результаты при закачке полимеров, вязкость нефти не превышает 100-130 мПа·с.

Большой эффект от применения полимеров можно ожидать при создании полимерных материалов нового типа (биополимеров, производимых с помощью микроорганизмов), обладающих лучшими для добычи нефти свойствами, чем полиакриламиды. Эти полимеры более стойкие к разрушению, легко растворяются в воде, малочувствительны к действию солей, менее дорогие.

Особенно широкая область применения полимеров намечается в связи с использованием их для создания буфера подвижности как составного элемента технологии комплексного воздействия совместно с мицеллярными растворами, которая будет рассмотрена ниже. Учитывая высокую стоимость полимеров, масштабы их применения во многом зависят от цены на нефть.

Среди физико-химических методов разработки нефтяных месторождений известен метод комплексного воздействия на нефтяной пласт путём закачки в него смеси ПАВ, спиртов, растворителей нефти, воды и водного раствора ПАА. Этот метод получил название мицеллярно-полимерного заводнения.

Мицеллярно-полимерное заводнение проводят с целью снижения капиллярных сил в заводнённых пластах и более полного вытеснения остаточной нефти. В обычных условиях нефть и вода являются несмешиваемыми жидкостями, однако если добавить поверхностно-активное вещество, растворимое и в нефти, и в воде, они могут смешиваться. Молекулы ПАВ за счёт энергии взаимодействия с водой и нефтью служат связующим звеном между молекулами нефти и воды. В определённых условиях, смешиваясь, нефть и вода, образуют эмульсию или так называемые мицеллы-агрегаты. Такие растворы называются мицеллярными растворами (МР) или микроэмульсиями [7].

МР представляют собой прозрачные и полупрозрачные жидкости, однородные и устойчивые к фазовому разделению.

В состав МР входят следующие компоненты:

- углеводородная жидкость (сжиженный газ, керосин, лёгкая нефть);
- вода (поверхностная пресная или пластовая минерализованная);
- ПАВ (алкилариловые сульфонаты, нефтяные сульфонаты и др.);
- стабилизаторы (изопропиловый, бутиловый, гексонол и др. спирты).

В зависимости от назначения – ОПЗ или МУН – выбирают мицеллярный раствор определенного состава.

В случае применения мицеллярных растворов для извлечения остаточной нефти процесс сводится к следующему. В силу своих физико-химических свойств МР вытесняет нефть за счет снижения капиллярных сил. В случае рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводнённой пористой среды перед фронтом вытеснения МР разобщенные скопления нефти соединяются в единую фазу, образуя нефтяной вал. Для вытеснения оторочки мицеллярного раствора вслед за раствором в пласт закачивают полимерный раствор вязкостью, близкой к вязкости мицеллярного раствора, которая может достигать 100 и более мПа·с, затем закачивают обычную воду.

В результате в пласте образуется 6 зон, отличающихся по характеру и степени насыщенности (в направлении, противоположном вытеснению):

- зона исходной нефтеводонасыщенности .
- нефтяной вал;
- водяной вал;
- оторочка мицеллярного раствора;
- буфер подвижности (полимерный раствор);
- зона обычной воды.

Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается при вытеснении остаточной (неподвижной) нефти из заводнённой однородной пористой среды.

Известно более 20 промышленных опытов применения мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов, проводимых в СССР, США, Канаде, Румынии, Венгрии, Франции и др.

Основное преимущество метода – возможность обеспечить извлечение из заводнённых пластов до 50-60% остаточной (неподвижной) нефти [13].

К недостаткам метода относятся сложность технологии и большая потребность в химических реагентах, в том числе дорогостоящих.

Разработка месторождений с нефтью повышенной вязкости с помощью традиционного холодного заводнения, особенно в сильно неоднородных трещиноватых коллекторах, приводит к низкой нефтеотдаче (20-25%). Суть технологии ТПВ состоит в том, что в пласт закачивают водный раствор полимера, подогретый до температуры не более 90°C (выше этой температуры происходит деструкция полимера). Поскольку вязкость подогретого раствора невелика, он хорошо проникает, прежде всего, в трещины и другие высокопроницаемые зоны. При движении подогретого раствора по зонам высокой проницаемости прилегающие к ним низкопроницаемые зоны прогреваются за счёт теплопроводности. В результате в неохваченных вытеснением зонах пласта (в матрице) вязкость нефти снижается. Одновременно при остывании полимерного раствора его вязкость возрастает в 5-10 раз, что приводит к перераспределению вытесняющего агента и выравниванию фронта вытеснения. При этом происходит как бы саморегулирование процесса вытеснения. Таким образом, осуществляется комплексное воздействие на пласт: снижается вязкость нефти и возрастает охват залежи вытеснением.

Одной из разновидностей технологии ТПВ является технология чередования закачки горячей воды и полимерного раствора. Технология ТПВ в наибольшем масштабе и довольно успешно применялась на Мишкинском месторождении в Удмуртии, содержащем нефть вязкостью 78 мПа·с в трещиноватопоровом коллекторе. Анализ эффективности полимерного заводнения на последовательно вводимых опытных участках Мишкинского месторождения показал резкое уменьшение эффективности по мере снижения нефтенасыщенности пород в связи с отбором нефти из пласта. На начальном этапе разработки производили нагнетание слабokonцентрированного раствора полиакриламида (0,05%), что позволило снизить темп роста обводнённости продукции. Но при этом было отмечено, что при значительной разности водонефтяного отношения эффективность обработки снижается [7].

Многочисленные лабораторные и промысловые исследования показывают снижение технологической эффективности полимерного заводнения при применении на завершающих стадиях разработки месторождений.

Следует также учитывать, что при большой глубине залежи (более 1200-1500 м) температура раствора полиакриламида на забое скважины существенно снижается, в результате чего снижается тепловой эффект.

2.2.3 Щелочное заводнение

Щелочное заводнение основано на взаимодействии щёлочи с пластовой нефтью и породой. Считается, что в состав практически всей пластовой нефти входят органические кислоты, которые взаимодействуя с щёлочью, приводят к образованию ПАВ, позволяющих снижать поверхностное натяжение на границе нефть-раствор щёлочи и увеличивать смачиваемость пород водой.

Важной особенностью данного метода является образование ПАВ непосредственно в пласте в результате взаимодействия щёлочи и нефти, в отличие от технологии закачки ПАВ с поверхности [1].

Данная технология подразумевает закачку раствора щёлочи в виде оторочек 0,1-0,25 объёма пор с концентрацией 0,05-0,5%, которые проталкиваются водой.

Для приготовления щелочных растворов можно использовать [8]:

- едкий натр (каустическую соду) NaOH ;
- кальцинированную соду Na_2CO_3 ;
- силикат натрия (жидкое стекло) Na_4SiO_4 ;
- гидрат окиси аммония (аммиак) NH_4OH ;
- тринатрифосфат Na_3PO_4 .

При взаимодействии щёлочи с нефтью могут образовываться эмульсии, позволяющие повышать вязкость раствора, и, как следствие, способствовать повышению охвата заводнением.

В результате реакции щёлочи с пластовой водой возможно образование твердого осадка, что способствует закупориванию высокопроницаемых поровых каналов хорошо промытых водой и выравниванию фронта вытеснения нефти водой.

Как и ПАВ, и полимеры, щелочь также адсорбируется на поверхности зерен породы. При этом количество адсорбирующейся щелочи различно для разных пород.

К одному из важных недостатков щелочного заводнения относят очень жесткие критерии применимости по активности нефти. Минерализация пластовой и закачиваемой воды и большое содержание глин в породе также могут исключать применение метода [2].

Лабораторные исследования не дают возможности моделировать эффективность таких процессов, как образование эмульсий, адсорбция щелочей и осадкообразование в реальном пласте. В пластах, содержащих гипс, возможно

растворение его щелочью и последующее отложение в призабойных зонах, скважинах и оборудовании.

2.2.4 Вытеснение нефти из пласта растворителями

С целью увеличения нефтеотдачи пластов на практике также применяется технология закачки в пласт различных растворителей (спиртов, бензола, жидкого пропана и т. д.).

Механизм процесса заключается в создании оторочки растворителя, продавливаемого каким-либо рабочим агентом (водой, газом или их смесью). Движущаяся оторочка растворителя растворяет нефть и практически полностью вымывает её из пористой среды продуктивного пласта. Остатки растворителя из пласта обычно извлекают путём нагнетания вытесняющего агента [1].

Технологическая эффективность данной технологии зависит от:

- свойств пласта-коллектора;
- соотношения вязкости нефти и вытесняющих жидкостей;
- состав нефти;
- насыщенность порового пространства породы различными флюидами;
- скорости вытеснения и т.д.

Оптимальный размер оторочки определяют в ходе специальных исследований, учитывающих особенности строения залежи.

2.3 Тепловые методы

Тепловые МУН по масштабам воздействия на пласт делятся на две большие группы [1]:

- обработка ПЗС паром, горячей водой, паром с различными химическими добавками;
- площадное воздействие на пласт паром, горячей водой, внутрипластовым горением и с применением комбинированных технологий.

По виду применяемого агента и механизму воздействия на пласт тепловые методы делятся на три группы:

- технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (пара, горячей воды и др.);
- технологии, основанные на нагнетании в пласт окислителей (воздуха, кислорода);
- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт двух и более агентов (термополимерный, термощелочной, парогазовый и др.).

Наибольшее распространение в мировой практике получили технологии, основанные на закачке в пласт пара: пароциклические обработки скважин (ПЦО) и площадная закачка пара

2.3.1 Пароциклическая обработка скважин

Технология ПЦО включает 3 стадии:

- нагнетание пара (продолжительность цикла составляет в среднем 10-20 суток и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару);
- выдержка скважины на пропитку (продолжительность 5-10 суток до полной конденсации пара в стволе скважины);
- добыча нефти.

В результате ПЦО скважины её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6-12 месяцев [1].

После снижения дебита скважины по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность ПЦО снижается. Общее количество эффективных ПЦО может достигать 3-4. Эффективность ПЦО возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта. В пластах, истощённых при разработке на естественном режиме, и маломощных пластах (с ограниченным гравитационным потенциалом) ПЦО, как правило, малоэффективны (рисунок 2.1).

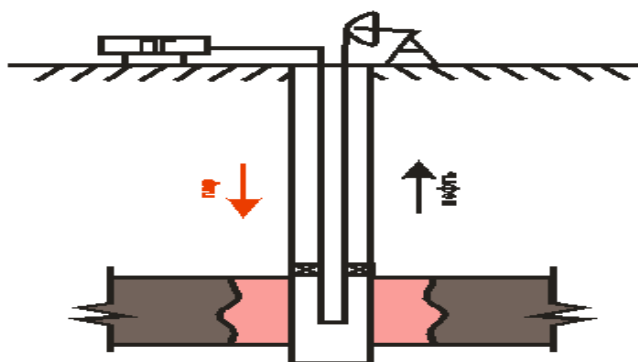


Рисунок 2.1 – Схема пароциклической обработки скважины

ПЦО скважин используются не только для интенсификации добычи нефти, но и для повышения нефтеотдачи пласта, а также для регулирования процесса теплового воздействия на пласт. Традиционные технологии теплового воздействия на пласт реализуются в две стадии: на первой стадии проводятся ПЦО добывающих скважин, после чего, для вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта, переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременному отбору нефти из окружающих добывающих скважин. При площадной закачке пара применяются такие же площадные системы, как при заводнении: пятиточечные, семиточечные, девятиточечные и линейные [6].

На залежах с аномально вязкой нефтью до перехода к площадной закачке пара проводят 1-2 ПЦО по нагнетательным скважинам с целью увеличения их приёмистости.

2.3.2 Площадная закачка пара

Технология площадной закачки пара заключается в подаче пара через нагнетательные скважины (рисунок 2.2).

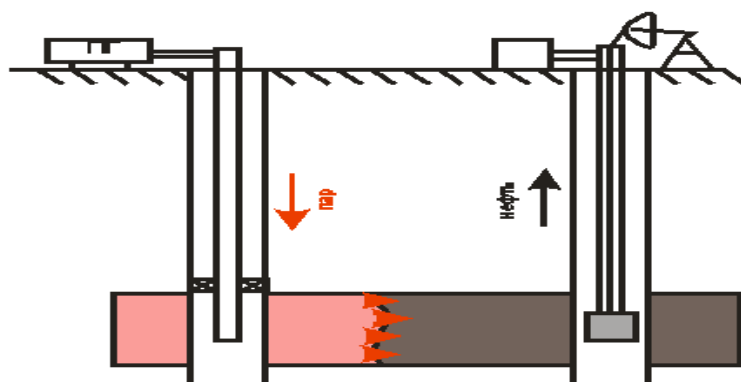


Рисунок 2.2 – Схема площадной закачки пара в пласт

При данной обработке в пласте образуется 4 зоны:

- зона перегретого пара (температура снижается от температуры перегретого пара до температуры насыщенного пара);
- зона насыщенного пара (температура пласта на всём протяжении зоны сохраняется практически постоянной);
- зона горячего конденсата (температура снижается от температуры пара до начальной температуры пласта);
- зона холодной воды.

На практике применение нашли [1]:

- непрерывный режим (применяется в относительно однородных и не трещиноватых коллекторах);
- циклический режим (применяется в неоднородных и трещиноватых коллекторах).

2.4 Волновое воздействие на пласт

В настоящее время известно большое количество методов волнового и термоволнового (вибрационного, ударного, импульсного, термоакустического) воздействия на нефтяной пласт или на ПЗС.

Данные мероприятия проводят с целью ввода в разработку низкопроницаемых изолированных зон продуктивного пласта за счёт воздействия на них упругими волнами, которые затухают в высокопроницаемых участках пласта, но распространяются на значительное расстояние и с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые участки пласта. За счёт таких методов можно достичь значительной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики режимов воздействия [4].

При этом положительный эффект волнового воздействия обнаруживается как в непосредственно обрабатываемой скважине, так и в отдельных случаях, при соответствующих режимах обработки проявляется в скважинах, отстоящих от источника импульсов давления на сотни и более метров. То есть при волновой обработке пластов принципиально можно реализовать механизмы как локального,

так и дальнего площадного воздействия, пользуясь установившейся терминологией. Методы упруговолнового воздействия можно разделить на:

- акустические (ультразвуковые и звуковые);
- гидравлические с использованием волн давления;
- ударно-волновые;
- вибросейсмические.

В основе перечисленных методов лежат близкие механизмы влияния на среды, отличающиеся скоростью протекания процессов, зависящих от частоты и амплитуды колебаний.

С помощью акустических методов можно воздействовать в основном только на ПЗС. Радиус действия звуковых, ударных волн и волн давления значительно больше и составляет порядка десятков и сотен метров от скважины. Вибросейсмический метод позволяет воздействовать не только на все месторождения в целом по площади и разрезу, но и на группу месторождений в радиусе от 3 до 10 км, а возможно и более.

Строго говоря, вибросейсмическим методам, как и ударно-волновым, присущи более сложные механизмы воздействия на подземные формации, так как обычно используемые ими источники колебаний генерируют не только продольные, но и поперечные волны существенно большей амплитуды, чем каждый из перечисленных выше методов. Однако генерация этими методами волн давления является важным фактором влияния на углеводородоотдачу пластов. В группу указанных волновых способов, отобранных по основному механизму воздействия на пласты, следует включить и способы, использующие механические вибрации, так как в конечном счёте они приводят к возникновению в пластах упругих волн, а также дилатационно-волнового воздействия [2].

Механизм процесса выглядит следующим образом. Повышение давления приводит к расширению существующих трещин коллектора и образованию новых. Спад давления сопровождается их смыканием. Повторяющиеся деформации способствуют усталостному разрушению породы. Изменение скорости и направления движения жидкости в зоне питания скважины при изменении давления на стенки продуктивного пласта позволяет подвергать породу пласта воздействию напряжений сжатия, растяжения, изгиба и сдвига. Нефть, как и все структурированные среды, обладает свойством тиксотропии, которое заключается в том, что при встряхивании среды происходит резкое снижение её вязкости из-за разрушения структурного каркаса. Это явление может быть с высокой

эффективностью использовано в практике увеличения нефтеотдачи пластов. Таким образом, при одновременной обработке мощными ударными волнами определённого числа скважин, в том числе и нагнетательных, на месторождении можно, во-первых, расширить контуры питания скважин за счёт увеличения проницаемости коллектора и, во-вторых, улучшить фильтрационную способность самой нефти за счёт снижения её вязкости. Такое воздействие может привести не только к увеличению дебитов скважин, но и к повышению КИН в целом по месторождению [3].

2.5 Микробиологические методы повышения нефтеотдачи

Микробиологические методы – это перспективная технология для извлечения остаточной нефти, не извлекаемой другими способами. Дополнительная добыча нефти с помощью микроорганизмов основывается на целенаправленном использовании их физиолого-биохимических особенностей.

К ним относится способность микроорганизмов расти в широком диапазоне температур, давлений, солёности вод, в аэробных и анаэробных условиях, способность использовать для роста и жизнедеятельности разнообразные источники питания и энергии: от H_2 , CO_2 до нефти. При этом они образуют самые разнообразные метаболиты [7]:

- газы (CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2);
- органические и жирные кислоты;
- растворители;
- ПАВ;
- ферменты;
- разнообразные полимеры, в том числе полисахариды.

Назначение микробиологических МУН заключается в стимуляции скважин, очистке скважин от парафина, изменении вязкости флюидов, модификации тяжёлой нефти и битумов в пласте, повышении нефтеотдачи пластов [9].

Предполагаемые механизмы увеличения нефтеотдачи базируются на свойствах микробных метаболитов, под действием которых могут меняться свойства пород, нефти и пластовых вод. Так, газы способствуют разбуханию нефти, снижению её вязкости и увеличению пластового давления. Органические кислоты, способные растворять кальциты, увеличивают пористость и проницаемость пород.

БиоПАВ и жирные кислоты могут снижать межфазное натяжение на границе вода – нефть, могут способствовать мицеллообразованию.

Ферменты микроорганизмов вызывают деструкцию тяжёлых нефтей и битумов и в сочетании с биоПАВ увеличивают их подвижность. Образующиеся раство-рители типа ацетона, метанола, этанола, бутанола разжижают нефть. Биополимеры способны увеличивать вязкость пластовых вод, могут закупоривать поры трещины [10].

Микробиологические методы в настоящее время развиваются в двух направлениях:

- введение в пласт бактериальной продукции, полученной на поверхности (микроорганизмы выращивают в ферментерах большой ёмкости), затем используют или культуральную жидкость, содержащую нужные метаболиты, или выделяют и получают метаболиты в чистом виде;

- образование нефтewытесняющих продуктов микроорганизмами непосредственно в пласте.

Такое разделение метода является довольно условным, так как многие микроорганизмы можно использовать для образования нефтewытесняющих агентов как в пласте, так и в ферментерах большой ёмкости на поверхности.

Разрабатываются следующие технологии микробиологического метода, основанные на образовании метаболитов микроорганизмами в пласте:

- в пласт вводится культура микроорганизмов или ассоциация культур вместе с питательным субстратом, обычно мелассой с солями азота и фосфора или без солей;

- в пласт вводится только питательный субстрат типа мелассы с солями азота для активизации аборигенной микрофлоры;

- в пласт вводится аэрированный раствор солей азота и фосфора для активизации пластовой микрофлоры, которая должна существовать за счёт окисления пластовой нефти;

- в пласт вводится ассоциация аэробных микроорганизмов, способных расти на нефти, вместе с раствором солей азота и фосфора и катализатором для обеспечения роста анаэробных условий пласта.

Применению любой из технологий должно предшествовать тщательное изучение геологических и петрофизических особенностей месторождения, история его разработки, исследование коллекторских свойств пород, состава и свойств нефти, воды, изучение аборигенной микрофлоры [10].

Главное преимущество микробиологических методов – минимальные затраты, возможность извлечения остаточной нефти, экологическая чистота.

3. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ОСНОВЕ ПАВ В УСЛОВИЯХ ЗАПОДНОЙ СИБИРИ

В последние десятилетия доля нефти и газа в топливно-энергетическом балансе России составляет три четверти потребляемой энергии — он по существу является нефтегазовым. Вопрос энергообеспечения за счет использования альтернативных источников топлива взамен традиционных (нефть, газ, уголь) обсуждается уже не один десяток лет.. В России разведано 2750 нефтяных месторождений, в разработке — 1580 месторождений, в них сосредоточено около 80 % всех запасов страны. С 2000 по 2012 г. наблюдается непрерывный рост добычи нефти — с 323 до 511 млн т, что стало наибольшими показателями за последние 20 лет. При этом в России, по данным нефтяных компаний, добыча нефти за счёт способов увеличения нефтеотдачи в 2002–2012 гг. составляла около 43–45 млн т в год.

В настоящее время большинство крупных месторождений России, в том числе Западной Сибири, вступило в позднюю стадию разработки, текущая обводнённость продукции – доля воды в добываемой жидкости – превышает 80 %. Вновь вводимые месторождения характеризуются низкой проницаемостью, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением, т. е. их запасы относятся к категории трудно извлекаемых. Доля трудно извлекаемых запасов нефти в России постоянно растёт и уже составляет более 60 % . Увеличение конечного коэффициента извлечения нефти только на 1 % сможет обеспечить прирост ежегодной добычи на 20–30 млн т. Поэтому особое значение приобретает возможность прироста запасов нефти за счёт увеличения нефтеотдачи пластов.

На территории России запасы нефти с вязкостью более 30 мПа·с составляют 7,3 млрд т, большая часть которых сосредоточена в республиках Коми и Татарстан, Тюменской области. Поэтому разработке залежей высоковязкой нефти уделяется всё большее внимание. В Институте химии нефти СО РАН (ИХН СО РАН) в течение 30 лет проводятся фундаментальные научные исследования, на базе которых созданы восемь новых промышленных технологий увеличения нефтеотдачи и ограничения водопритока для месторождений с трудно извлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязких нефтей. Создана перспективная концепция использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации нефтевытесняющего флюида гелей и золь непосредственно в пласте. Разработаны

физико-химические основы методов увеличения нефтеотдачи с применением химических интеллектуальных систем: гелеобразующих систем и композиций поверхностно активных веществ (ПАВ), с охраняющих, саморегулирующих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для нефтевытеснения. Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти на поздней стадии разработки создана технология чередующегося паротеплового и физико-химического воздействия нефтевытесняющими композициями на основе ПАВ, генерирующими непосредственно в пласте CO_2 и щелочную буферную систему.

Доминирующая роль принадлежит гель-технологиям, увеличивающим охват пласта заводнением. В этих технологиях используются термотропные гелеобразующие системы, которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых — превращаются в гели. Гелеобразование происходит под действием тепловой энергии закачиваемого теплоносителя, без сшивающих агентов. Исследованы кинетика гелеобразования, реологические и фильтрационные характеристики гелей различных типов для неоднородных пластов с проницаемостью в интервале от 0,01 до 10 мкм². Предложены термотропные гелеобразующие системы: полимерные на основе эфиров целлюлозы и неорганические системы «соль алюминия — карбамид — вода» с различным временем гелеобразования — от нескольких минут до нескольких суток — в интервале температур 30–320 °С. С их использованием разработаны пять гель технологий для увеличения нефтеотдачи высоко неоднородных пластов, в том числе залежей высоковязких нефтей, которые промышленно используются на месторождениях Западной Сибири и Республики Коми.

Экологическая безопасность реагентов, их безвредность для человека позволяют широко использовать гель-технологии на месторождениях России и других стран. Успешно проведены опытно-промышленные испытания технологий с применением разработанных ИХН СО РАН геле образующих систем и нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ на месторождениях России, КНР, Вьетнама, Омана и Германии. Промышленное производство композиций организовано в России и Китае.

3.1 технология увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей с применением гелеобразующей и нефтевытесняющей композиций

С целью увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки в условиях месторождений, имеющих коллекторы с высокой неоднородностью после изоляции высокопроницаемых обводнённых пропластков за счёт их блокирования необходимо увеличить фильтрацию жидкости в низкопроницаемых участках пласта.

Для этого необходимо применять комплексные технологии, когда вначале воздействуют гелеобразующей композицией, способствующей увеличению охвата объекта заводнением, а затем используют нефтевытесняющие составы, которые интенсифицируют разработку низкопроницаемого пласта.

Так для месторождений Западной Сибири с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов, содержащихся в юрских отложениях, была разработана комплексная технология, состоящая из гелеобразующей композиции ГАЛКА, и нефтевытесняющей – композиции ИХН-100. Было установлено, что такой состав обладает взаимодополняющими физико-химическими свойствами, которые приводят к синергетическому усилению их функций [4].

В 2001 г. на Лас-Еганском месторождении (пласт ЮВ₁) успешно проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии. В три нагнетательные скважины была произведена закачка композиции ГАЛКА-У в количестве 6, 10 и 18 т и композиции ИХН-100 в количестве 30, 50 и 48 т. Анализ результатов промысловых данных показал, что совместное действие композиций ГАЛКА-У и ИХН-100 приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, подключению низкопроницаемых пропластков и интенсификации их разработки, что выражается в снижении обводнённости добываемой продукции и увеличении дебитов по нефти и по жидкости добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными (рисунок 3.1). Дополнительная добыча нефти на опытном участке за период с января 2001 г. по октябрь 2002 г. составила 4,4 тыс. т. В связи с чем, данная технология рекомендована к промышленному применению и на других месторождениях Западной Сибири [4].

Для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть, добываемую за счет паротеплового воздействия, создана комплексная технология состоящая из гелеобразующей композиции ГАЛКА-С и нефтевытесняющей композиции НИНКА на основе ПАВ, которая при тепловом воздействии выделяет

углекислый газ и щелочную буферную систему. В 2008-2011 гг. при площадной закачке пара в 41 паронагнетательную скважину пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения произведена закачка композиций ГАЛКА-С и НИНКА. Объём закачки каждой композиции составлял 100-220 т на скважинообработку. После закачки композиций в добывающих скважинах, гидродинамически связанных с нагнетательными, наблюдается увеличение дебитов по нефти на 4-12 т/сут, снижение обводнённости на 5-20 %

(рисунок 3.1 приложение Б). Такая технология показывает высокую эффективность в низкопроницаемых и высоконеоднородных коллекторах как на ранней, так и на поздней стадиях разработки месторождений.

Результаты работ показывают синергизм методов паротеплового воздействия на пласт и физико-химических методов с применением гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций, перспективность их комплексного применения для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти. С целью эффективного извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти и дальнейшего увеличения её добычи считается перспективным широкомасштабное применение новых комплексных технологий увеличения нефтеотдачи, которые сочетают как базовое воздействие на пласт путём закачки воды или водяного пара, так и физико-химические методы, которые увеличивают охват пласта и коэффициент вытеснения нефти при одновременной интенсификации разработки [3].

Силами сотрудников ИХН СО РАН были разработаны термотропные гели и нефтевытесняющие композиции с высокой буферной ёмкостью, генерирующие в пласте углекислый газ и аммиачную буферную систему, способствующие увеличению нефтеотдачи пластов, имеющих высокую неоднородность. Подобные составы показывают высокую эффективность как на поздних, так и на ранних стадиях разработки низкопроницаемых высоконеоднородных коллекторов, за счет перераспределения фильтрационных потоков пластовых флюидов и вовлечения в разработку пластов, ранее не охваченных заводнением или паротепловым воздействием. За последние пять лет за счёт применения данной технологии дополнительно извлечено более 2 млн т нефти, что свидетельствует о высокой эффективности и может рассматриваться как перспективный метод для увеличения нефтеотдачи пластов [4].

Все описанные технологии обладают рядом преимуществ:

- могут реализовываться в условиях существующей системы разработки месторождения;

- не требуют значительных капитальных затрат;
- не требуют изменения промышленной инфраструктуры;
- используют продукты многотоннажного промышленного производства;
- являются экологически безопасными.

Масштабы применения этих технологий на месторождениях в различных регионах могут составить сотни скважинообработок в год.

3.2 Композиции на основе ПАВ и щелочных буферных систем для увеличения нефтеотдачи низко проницаемых пластов

Несмотря на большое число веществ, способных образовывать буферные растворы, для требуемого интервала pH от 9 до 10,5 реально пригодны лишь некоторые органические и четыре неорганические буферные системы: фосфатная (триполифосфатная), силикатная, аммиачная и боратная. Триполифосфатная система может применяться для повышения нефтеотдачи в пластах с высокой проницаемостью и низкой пластовой температурой. Для низкопроницаемых пластов месторождений Западной Сибири её применение проблематично, так как триполифосфат натрия быстро гидролизует при температурах выше 323 К, превращаясь в тринатрийфосфат, который даёт нерастворимые осадки с ионами кальция, магния, железа, содержащимися в закачиваемых и пластовых водах. Применение силикатной системы связано с техническими трудностями при её приготовлении в промышленных условиях из-за склонности силиката натрия к гидролитической поликонденсации и плохой совместимости с минерализованными пластовыми водами. Следует отметить, что фосфатная и силикатная системы используются в технологиях, реализующих эффект осадко- и гелеобразования для селективной изоляции высокопроницаемых зон пласта [4].

Наиболее перспективны аммиачная, боратная и смешанная аммиачно-боратная системы, которые готовят на основе аммиака, аммиачной селитры, буры и борной кислоты. Все эти реагенты – сравнительно дешевые продукты многотоннажного производства.

Чтобы композиции неионогенных ПАВ с щелочным реагентом могли использоваться при высоких пластовых температурах, они должны содержать анионоактивные ПАВ, повышающие температуру помутнения неионогенного ПАВ. Кроме этого, для усиления нефтеотмывающей способности и улучшения

совместимости с минерализованными пластовыми и закачиваемыми водами желательнo вводить в состав композиций низкомолекулярные органические вещества, совмещающие функции неколлоидного ПАВ и ингибитора образования осадков гидроксидов и солей жёсткости кальция и магния. Исходя из перечисленных требований, в лабораторных условиях были разработаны и испытаны композиции на основе ионогенных и неионогенных ПАВ (окси этилированных алкил фенолов – ОП-10, неолола АФ 9-12 и его аналогов) [5].

На месторождениях Западной Сибири наиболее перспективны композиции ИХН на основе ПАВ и аммиачной буферной системы, образуемой аммиаком и аммиачной селитрой – дешёвыми промышленными продуктами, имеющими практически неограниченную сырьевую базу. Отличительная особенность нефтewытесняющих композиций ИХН заключается в том, что их компоненты являются составной частью геохимических циклов азота, углерода и кислорода, что обеспечивает их экологическую безопасность и дополнительные функции: компоненты служат источником питания аборигенной пластовой микрофлоры, естественными индикаторами-трассерами фильтрационных потоков в залежи и др.

Для закачивания в зимнее время в северных районах предложены низкозастывающие композиции ИХН-60 и ИХН-100 – маловязкие, пожаробезопасные жидкости с температурой замерзания $-33-55^{\circ}\text{C}$. Композиции ИХН обеспечивают прирост коэффициента вытеснения на 10-20 % и могут использоваться в широком интервале пластовых температур и пластовых вод при разработке низкопроницаемых и неоднородных пластов. В процессе вытеснения нефти композициями ИХН подвижность фильтруемой жидкости возрастает в 3-7 раз, что указывает на возможность значительного увеличения приёмистости нагнетательных скважин при ОПЗ. Удельные потери ПАВ (адсорбция) на керновом материале при вытеснении нефти составляют 0,2-0,6 мг/г [1].

С применением композиций ИХН разработаны две технологии:

- обработка ПЗС небольшими объёмами композиций;
- закачка оторочек (порций) композиций большого объёма с целью воздействия на межскважинное пространство пласта.

В 1984-1989 гг. на месторождениях Западной Сибири были проведены широкомасштабные испытания технологий с применением композиций ИХН, показавшие высокую эффективность, в связи с чем, были рекомендованы для

промышленного применения. В 2001, 2004 и 2010 гг. в России организовано промышленное производство композиций ИХН-60 и ИХН-100.

Проведена обработка призабойных зон более 200 нагнетательных скважин в различных геолого-физических условиях на месторождениях Томской и Тюменской областей. ОПЗ приводит к:

- увеличению приёмистости скважин в 1,5-2,5 раза;
- снижению давления нагнетания на 30-40 %;
- повышению эффективности работы добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными.

Продолжительность эффекта длится в среднем 6-16 месяцев. Дополнительная добыча нефти составила 20-30 т на 1 т закачанной композиции. Технология признана экономически эффективной и может применяться в пластах с температурой 10-130°C, проницаемостью 0,005-0,500 мкм². Исследования показали, что наибольший эффект достигается в условиях низкопроницаемых неоднородных коллекторов юрских и меловых отложений, которые типичны для месторождений Западной Сибири.

Опытно-промышленные испытания технологии закачки больше объёмных оторочек композиций ИХН с регулируемой щелочностью проводили с 1985 по 1989 гг. в различных геолого-физических условиях на 12 опытных участках нефтяных месторождений Западной Сибири: пластах АВ₁ Советского и ЮВ₁ Вахского месторождений, АВ₁₋₃, АВ₂₋₃, БВ₁₀ Самотлорского, БВ₁₀ Лор-Еганского и ЮВ₁ Мало-Черногорского месторождений, АС₄ Мамонтовского месторождения (таблица 3.1 приложение А), а также в Республике Коми на опытных участках пласта В₃ Северо-Савиноборского месторождения.

Всего закачано более 40 тыс.т композиций ИХН.

Объём оторочек составлял 0,2-0,4 % от нефтенасыщенного порового объёма пласта опытных участков [4].

Анализ состояния разработки опытных участков с привлечением результатов геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований показал, что под воздействием композиций ИХН отмечается улучшение процесса заводнения, которое выражается в:

- снижении, стабилизации обводнённости или уменьшение темпов её роста;
- улучшении параметров ПЗС и пласта (продуктивность, гидропроводность, пьезопроводность, проницаемость);
- увеличении динамических уровней;

- снижении остаточной нефтенасыщенности;
- улучшении характеристик вытеснения нефти;
- увеличении или сохранение коэффициента действующей толщины пласта [2].

В результате увеличения приёмистости нагнетательных скважин происходит интенсификация разработки залежей. Композиции ИХН фильтруются по пласту как единое целое, с постепенным разбавлением. Продвижение фронта композиции сопровождается снижением обводнённости, максимально на 30-40 %, и возрастанием рН продукции от 6-7 до 8-10. Отдельные компоненты композиции ИХН в надёжно определяемых концентрациях (0,001-0,1 %) обнаруживаются в продукции добывающих скважин длительное время, до 2-3 лет, максимальная концентрация ПАВ и аммиачной селитры составляет 0,2-1,0 %. Выход компонентов по скважинам происходит в сравнимых количествах, что свидетельствует об охвате пласта всего опытного участка. Соотношение количеств ПАВ и нефти в извлекаемой продукции подобны, наибольший выход ПАВ сопровождается увеличением удельной добычи нефти.

Проведённая оценка технологической и экономической эффективности применения композиции ИХН на месторождениях Западной Сибири показала, что повышение нефтеотдачи составило 3-14 %, а технология позволяет добыть дополнительно 20-30 т нефти на 1 т композиции, или 140-200 т нефти в расчёте на 1 т ПАВ.

Промысловые испытания выявили стимулирующее влияние композиций ИХН на развитие пластовой микрофлоры. Компоненты аммиачной буферной системы являются составной частью геохимического цикла азота и служат дополнительным азотистым питанием для анаэробных и аэробных микроорганизмов в трофических цепях микробного биоценоза нефтяного пласта. Исследования микробиологических процессов на участках закачки композиций ИХН-60 и ИХН-100 в пласты АВ₁ Советского, АВ₁, АВ₂₋₃, БВ₁₀ Самотлорского, ЮВ₁ Вахского и БВ₁₀ Лор-Еганского месторождений показали, что количество денитрифицирующих и гетеротрофных микроорганизмов, в том числе *Pseudomonas* и *Actinomyces*, значительно выше, чем на контрольных участках. Численность сульфат-редуцирующих бактерий в извлекаемых водах опытных участков значительно меньше, чем в закачиваемых водах и извлекаемых водах контрольных участков. Геохимическая активность денитрифицирующих микроорганизмов направлена на окисление органических веществ нефти с образованием диоксида углерода, био-ПАВ и других веществ, способствующих повышению нефтеотдачи.

3.3 Композиции ПАВ, генерирующие в пласте CO₂ и щелочную буферную систему, для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти

Физико-химические принципы подбора, реализованные в композициях ИХН, получили дальнейшее развитие в разработке физико-химических методов воздействия на пласт, в которых тепловая энергия пласта или закачиваемого теплоносителя используется для внутрипластовой генерации щелочных буферных систем, диоксида углерода, а также для образования свободно и связнодисперсных систем (гелей и зелей), способных повышать коэффициент вытеснения нефти и коэффициент охвата пласта заводнением. Научной основой этих способов послужили результаты исследований кинетики гидролиза и гелеобразования в системе ПАВ карбамид, соль алюминия, вода, порода [4].

Разработка месторождений, содержащих высоковязкую нефть, ведётся обычно с применением тепловых МУН, где в качестве теплоносителя чаще всего используется водяной пар с температурой 300-350°C.

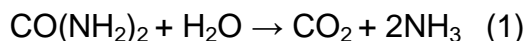
На протяжении многих лет исследователи пытаются найти химические добавки к пару, которые бы улучшали его действие. В настоящее время наилучшей добавкой является углекислый газ, что связано с увеличением фазовой проницаемости коллектора по нефти, уменьшением вязкости нефти и т. п.

В ИХН СО РАН на протяжении нескольких лет идет развитие концепции воздействия на залежь высоковязкой нефти композициями на основе ПАВ, которые в пласте под действием теплоносителя образуют CO₂ и аммиачную буферную систему. В скважину перед нагнетанием пара закачивается оторочка композиции на основе системы: ПАВ-карбамид-соль аммония-вода. В пласте под действием высокой температуры пара карбамид гидролизуется с образованием углекислого газа и аммиака. Углекислый газ, в отличие от аммиака, намного более растворим в нефти, чем в воде. Коэффициент распределения CO₂ в системе нефть-вода в интервале температур 35-100°C и давлений 10-40 МПа находится в пределах 4-10, тогда как для аммиака он не превышает $6 \cdot 10^{-4}$. Поэтому в системе нефть-вода нефтяная фаза будет обогащена CO₂, водная – аммиаком, который с солью аммония образует щелочную систему с максимальной буферной ёмкостью в интервале pH = 9-10, оптимальную для целей вытеснения нефти. При этом наблюдается несколько полезных эффектов:

- растворение CO_2 в нефти приводит к уменьшению её вязкости;
- CO_2 и аммиак в паровой фазе способствуют сохранению парогазовой смеси при температуре ниже температуры конденсации пара, увеличивают эффективность процесса переноса компонентов нефти по механизму дистилляции;
- CO_2 и аммиак снижают набухание глинистых минералов, слагающих коллектор и тем самым способствуют сохранению начальной проницаемости пласта. Эту же роль выполняет аммиачная буферная система, образующаяся при растворении аммиака в водном растворе солей аммония. Кроме того, благодаря своей щелочности, $\text{pH} = 9-10$ и присутствию ПАВ, она способствует интенсификации противоточной пропитки и дополнительному вытеснению нефти, уменьшению межфазного натяжения и деструктированную, разжижению высоковязких слоёв или плёнок на границах нефть-вода-порода, в результате улучшается фильтрация жидкостей в пласте и увеличивается степень извлечения нефти [5].

Физико-химический механизм действия нефтевытесняющих композиций на основе ПАВ и щелочных буферных растворов, генерирующих CO_2 непосредственно в пласте, базируется на кинетике гидролиза карбамида в воде и композициях в области температур $80-250\text{ }^\circ\text{C}$. Растворённый в воде карбамид достаточно устойчив до $80\text{ }^\circ\text{C}$. При температуре выше $80\text{ }^\circ\text{C}$ он гидролизуеться с образованием аммиака и CO_2 .

Суммарная реакция гидролиза выглядит следующим образом:



Реакция гидролиза протекает в две стадии. На первой стадии происходит изомеризация карбамида в изоцианат аммония:



На второй стадии происходит гидролиз цианата аммония с образованием карбоната аммония:



Исследование кинетики гидролиза карбамида в воде и композициях показало, что в интервале концентраций карбамида $0,5-20$ мас. % при температуре $80-100\text{ }^\circ\text{C}$ наблюдается первый порядок реакции по карбамиду. Среднее значение энергии активации равно 100 ± 8 кДж/моль. Среднее значение температурного коэффициента скорости реакции равно $2,4$, т. е. выполняется правило Вант-Гоффа.

При исследовании кинетики гидролиза карбамида в воде и композициях в области температур $100-250\text{ }^\circ\text{C}$ получены следующие значения кинетических параметров: значения энергии активации и предэкспоненциального множителя в

уравнении Аррениуса для реакции гидролиза карбамида в воде составляют 44,6 кДж/моль и $4,01 \cdot 10^4 \text{ ч}^{-1}$, в композициях $50,8 \pm 1,5$ кДж/моль и $10,9 \cdot 10^4 \text{ ч}^{-1}$, соответственно. Увеличение энергии активации реакции гидролиза карбамида в композициях определяется влиянием соли аммония [8].

Энергия активации реакции гидролиза карбамида при 80–100°C в два раза выше, чем при 100-250°C. При температуре 100°C происходит смена лимитирующей стадии в реакции гидролиза карбамида, на что указывает изменение угла наклона на температурной зависимости константы скорости реакции гидролиза карбамида в композиции В области температур 80-100°C лимитирующей является стадия изомеризации карбамида – реакция (2), которая имеет более высокую энергию активации по сравнению с реакцией (3). При температурах выше 100°C лимитирующей стадией реакции гидролиза карбамида становится гидролиз ионов NCO^- - реакция (3). pH растворов достигает значений 9–10,5. (рисунок 3.2)

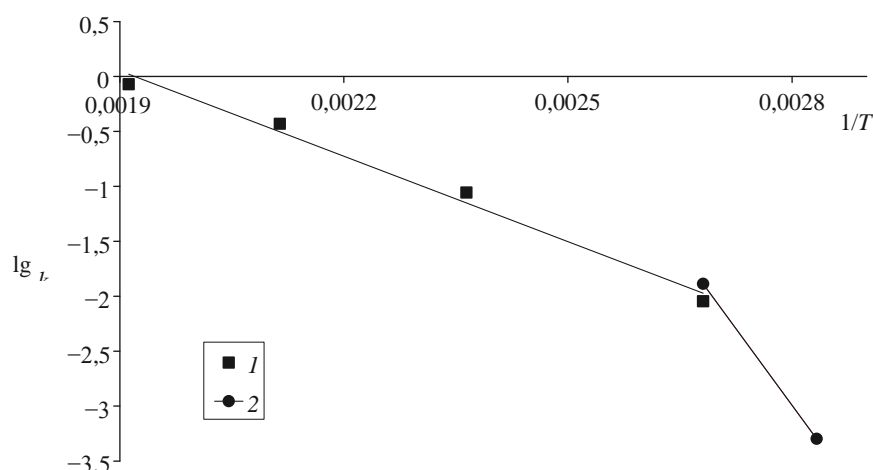


Рисунок 3.2 – Аррениусовская диаграмма температурной зависимости константы скорости реакции гидролиза карбамида в композиции на основе ПАВ в интервале 80-250°C. Интервалы температур 100-250°C – 1; 80–100°C

В результате гидролиза карбамида при 80-250°C растворы карбамида и нефтewытесняющих композиций приобретают высокую буферную ёмкость с максимумом в области pH = 9,0-10,5 (рисунок 3.3 приложение В). Скорость реакции гидролиза карбамида в воде выше и время достижения раствором максимального значения pH меньше, чем в растворах, содержащих соль аммония, однако наибольшая буферная ёмкость наблюдается только в присутствии соли аммония. Так, после термостатирования при 100°C максимальное значение буферной ёмкости

композиции составляет 14,4 г-экв./л-ед. рН), в то время как раствора карбамида – 5,3 г-экв./л-ед. рН). После термостатирования при 250°C значения буферной ёмкости раствора композиции и карбамида равны 22,3 и 7,22 г-экв./л-ед. рН) соответственно. Буферная ёмкость композиций в 2-4 раза выше, чем растворов карбамида в воде при тех же условиях. При разбавлении гидролизованной композиции в 10-100 раз вследствие высокой буферной ёмкости рН меняется незначительно, всего на 0,2-0,5 ед. рН, таким образом, сохраняются оптимальные условия для вытеснения нефти композицией на основе ПАВ.

Метод чередующегося паротеплового и физико-химического воздействия композициями ПАВ (ИХН-КА, НИНКА) на залежь высоковязкой нефти основан на изменении реологических свойств нефти и снижении её вязкости. Закономерности такого воздействия выявлены путём реокинетических исследований высоковязкой нефти Усинского и Ярегского месторождений России и месторождений Ляохэ и Флуарти Китая. Методами вибрационной и ротационной вискозиметрии в области температур, 150-250°C исследовано влияние времени и температуры автоклавирования нефти совместно с композициями на температурную зависимость вязкости нефти в процессе последовательного нагревания и охлаждения. После термостатирования при 150-250°C в течение 4-24 ч нефти с композицией при соотношении нефть/композиция от 4:1 до 1:1 наблюдается снижение вязкости нефти в 3-6 раз в области температур 20-50°C. При этом, чем выше температура автоклавирования, тем ниже вязкость нефти и шире интервал концентраций композиции, в котором наблюдается снижение вязкости нефти. При температуре автоклавирования выше 200°C практически не происходит дальнейшего снижения вязкости. Наибольшее снижение вязкости наблюдается при соотношениях нефти и композиции 2:1 и 4:1. При дальнейшем увеличении доли композиции, термостатируемой с нефтью, наблюдается увеличение вязкости нефти, связанное с образованием высоковязких эмульсий, что подтверждается методом ПМР. Наиболее отчётливо указанные закономерности проявляются при небольших напряжениях сдвига, соответствующих условиям фильтрации пластовых флюидов в залежи, и сохраняются в термобарических условиях, приближенных к пластовым, что подтверждено результатами исследования указанных систем на вискозиметре высокого давления [4].

Изучение влияния на вязкость нефти композиций, содержащих ПАВ и генерирующих при тепловом воздействии углекислый газ, аммиак и щелочную буферную систему, показало, что после автоклавирования совместно с

композициями при температуре 150-200°C и последующем охлаждении до 20-80°C вязкость нефти Ярегского и Усинского месторождений в зависимости от концентрации композиции и времени автоклавирования понижается минимально на 10-30 %, максимально в 4-6,2 раза. Наиболее существенное уменьшение вязкости нефтей наблюдается в области неньютоновского течения (при пониженных температурах).

Аналогичные закономерности наблюдались при исследовании влияния композиций на высоковязкие нефти месторождений Ляхэ и Флуарти, КНР. Проведённые исследования позволили оптимизировать состав композиций для увеличения эффективности паротеплового и пароциклического воздействия на залежи высоковязких нефтей.

В лабораторных условиях на фильтрационной установке высокого давления установлено, что чередование оторочек пара и композиции позволяет достичь более высокого коэффициента вытеснения нефти по сравнению с паротепловым воздействием.

Основной вклад в прирост коэффициента вытеснения нефти даёт закачка первой оторочки композиции. Создана компьютерная модель технологического процесса.

В ИХН СО РАН разработана технология повышения эффективности паротеплового и пароциклического воздействия на залежи высоковязкой нефти композициями НИНКА. Промысловые испытания технологии проведены на Усинском месторождении в России и Ляхэ в Китае на поздней стадии разработки. Так, в 2002 г. проведена закачка 264 м³ композиции в три паронагнетательные скважины. Применение технологии при стационарной закачке пара приводит к снижению обводнённости продукции на 10-20 %, увеличению дебитов по нефти в среднем на 40 %, при увеличении дебитов по жидкости на 5-10 %. Дополнительная добыча нефти по трём опытным участкам за период с сентября 2002 г. по февраль 2004 г. составила суммарно 44,3 тыс. т, или 14,7 тыс. т дополнительно добытой нефти на 1 обработку скважины [4].

Исследование реологических и фильтрационных характеристик нефтевытесняющей способности композиции НИНКА в условиях, моделирующих паротепловое и пароциклическое воздействие на залежь высоковязкой нефти, подтвердило их эффективность на ранней и на поздней стадиях разработки месторождения.

В 2003 г. на месторождении Ляохэ, район Хуансилин (Китай), успешно проведены опытно-промышленные испытания технологии чередующегося физико-химического и пароциклического воздействия на залежь высоковязкой нефти с применением композиции НИНКА. В две пароциклические скважины было закачено несколькими оторочками 30 и 40 т композиции и по 2,5 тыс. т пара. В результате применения технологии добыча нефти возросла по сравнению с закачкой пара в 1,8-2,3 раза, продолжительность периода добычи нефти увеличилась на 3-5 месяцев, вязкость нефти уменьшилась в 3 раза, температура застывания снизилась с 6-10°C до 4-16°C. В 2005 г. успешно проведена закачка композиции НИНКА в 5 пароциклических скважин. В Китае, в г. Ляоян провинции Ляонин, на заводе Оксиран Компани Лтд. организовано промышленное производство твёрдой товарной формы нефтевытесняющей композиции НИНКА-1.

На пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения в девять пароциклических скважин в 2008-2010 гг. было закачено 900 м³ композиций НИНКА, дополнительная добыча нефти составила 11300 т, средняя дополнительная добыча 1250 т на 1 обработку скважины, средний прирост дебита нефти 8 т/сут.

Опытно-промышленные работы по применению технологии при паротепловом и пароциклическом воздействии на залежи высоковязкой нефти месторождений России и Китая показали её технологическую эффективность и экологическую безопасность. Технология рекомендована к промышленному применению на залежах, содержащих высоковязкую нефть.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗС1	Колотовкину Сергею Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально технических и человеческих ресурсов на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтеснижающей композиции «ИХН ПРО» на Усинском месторождении
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ССН-92, ИЭМС, 2003 г. СНОР-93
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

4. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка перспективности использования гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтеснижающей композиции «ИХН ПРО» с целью прироста добычи нефти на Усинском месторождении.
5. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет основных статей расходов на реализацию проекта при закачке гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтеснижающей композиции «ИХН ПРО» на Усинском месторождении
6. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет прибыли за счет дополнительного прироста добычи нефти и изменения эксплуатационных затрат при закачке композиций «ИХН ПРО и ГАЛКА НТ» на Усинском месторождении

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			24,02,2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3С1	Колотовкин Сергей Валерьевич		24,02,2018

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Каменноугольно-нижнепермская залежь Усинского месторождения содержит ТРиЗ нефти, что связано с высокой вязкостью нефти в пластовых условиях (в среднем 710 мПа·с) и сложным геологическим строением.

В связи с высокой вязкостью нефти была предложена закачка гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО», с целью ограничения водопритока, повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов с высокой пластовой температурой и понижения вязкости нефти. Для реализации данного проекта предлагается вариант подрядной организации ООО «Лукойл-КНТ» в соответствии со стандартным договором.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- определить контрагентные услуги;
- рассчитать затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО»;
- рассчитать затраты на производство работ;
- определить прирост добычи нефти по скважинам № 1210, 527;
- рассчитать прирост потока денежной наличности;
- рассчитать накопленный поток денежной наличности;
- определить чистую текущую стоимость;
- построить графики изменения НПДН и ЧТС.

4.1 Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО»

Стоимость необходимого оборудования, транспортные расходы на переезд бригады, доставку химических реагентов, а также стоимость работы одного часа бригады и время выполнения работ рассчитываются и предоставляются подрядной организацией. Исходные данные для расчётов приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Контрагентные услуги

Параметр	Значение
материалы	173212 руб.
транспортные расходы (переезд бригады и доставка химреагентов)	36100 руб.
оборудование	22400 руб.
стоимость работы одного часа бригады	6500 руб./ч
время выполнения работ	65 ч

В добывающую скважину № 1210 предполагается закачка гелеобразующей композиции «ГАЛКА-НТ» на основе аква аурата, уротропина и карбамида объемом 1м³. В добывающую скважину № 527 предполагается закачка нефтewытесняющей композиции «ИХН-ПРО» на основе карбамида, неионогенный ПАВ, полиола и борной кислоты в объеме 1 м³. В таблицах 4.2 и 4.3 приведены стоимость и затраты на закачку химических реагентов.

Таблица 4.2 – Стоимость химических реагентов

Наименование реагента	Затраты, руб. (с учетом НДС) руб/кг
Карбамид	28
Неионогенный ПАВ	120
Полиол	61
Аква аурат	36
Борная кислота	75
Уротропин	80

Таблица 4.3 – Затраты на закачку гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО»

Композиция	Реагенты	Объем, %	Плотность вещества, г/см ³	Объем, кг	Затраты, руб. (с учетом НДС)
ИХН ПРО	Карбамид	15	1,32	1845	51 660
	Неионогенный ПАВ	5	1,046	52	6 240
	Полиол	70	1,270	889	54 229
	Борная кислота	10	1,43	143	1 072
ГАЛКА НТ	Аква-аурат	65	1,44	922	33 192
	Карбамид	15	1,32	198	5 544
	Уротропин	20	1,33	266	21 280

Таким образом, стоимость необходимых реагентов для скважины № 1210 составляет 60 016 тыс. руб., для скважин № 527 113 201 тыс. руб.

4.2 Затраты на производство работ

Затраты на производство работ (произведение времени выполнения работ на стоимость бригада·часа):

$$З = 6500 \cdot 65 = 422500 \text{ руб.}$$

Полная себестоимость закачки композиции:

$$С = 173212 + 36100 + 422500 = 251562 \text{ руб.} = 251,6 \text{ тыс. руб.}$$

Определим прирост добычи нефти скважины № 1210 подвергшейся гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» за первый квартал после проведения мероприятия:

$$Q_1 = Q_{\text{сут}} \cdot N \cdot K_3, \quad (4)$$

где N – число дней в квартале, N=92;

K_3 – коэффициент эксплуатации, $K_3 = 0,967$.

$$Q_1 = 7,8 \cdot 92 \cdot 0,967 = 693 \text{ кг} = 0,693 \text{ тыс. т.}$$

В дальнейшем происходит падение дополнительной добычи: изменение добычи нефти во времени происходит по экспоненциальному закону:

$$Q(t) = Q_1 \cdot e^{-k(t-1)}, \quad (5)$$

где $Q(t)$ – добыча через время квартал t ;

t – время, число кварталов;

e – основание натурального логарифма, $e = 2,72$;

k – константа.

В результате обработки экспериментальных данных по фактической добыче нефти определено значение $k=0,08$.

Определим прирост добычи нефти по кварталам.

Дополнительный прирост добычи нефти за второй квартал:

$$Q_2=1,6 \cdot 2,72 - 0,08(2-1) = 1,48 \text{ тыс. т.}$$

Дополнительный прирост добычи нефти за третий квартал:

$$Q_3=1,4 \cdot 2,72 - 0,08(3-1) = 1,64 \text{ тыс. т.}$$

Определим прирост добычи нефти скважины № 527, подвергшейся закачки нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» за первый квартал после проведения мероприятия:

$$Q_1 = Q_{\text{сут}} \cdot N \cdot K_3, \quad (6)$$

где N – число дней в квартале, $N=92$;

K_3 – коэффициент эксплуатации, $K_3 = 0,97$.

$$Q_{1,1} = 24 \cdot 92 \cdot 0,97 = 2141 \text{ кг} = 2,14 \text{ тыс. т.}$$

В дальнейшем происходит падение дополнительной добычи: изменение добычи нефти во времени происходит по экспоненциальному закону:

$$Q(t) = Q_1 \cdot e^{-k(t-1)}, \quad (7)$$

где $Q(t)$ – добыча через время кварталов t ;

t – время, число кварталов;

e – основание натурального логарифма, $e = 2,72$;

k – константа.

В результате обработки экспериментальных данных по фактической добыче нефти определено значение $k=0,08$.

4.3 Расчет прироста добычи нефти

Определим прирост добычи нефти по кварталам.

Дополнительный прирост добычи нефти за второй квартал:

$$Q_{1,2}=0,1 \cdot 2,72 - 0,08(2-1) = 0,09 \text{ тыс. т.}$$

Дополнительный прирост добычи нефти за третий квартал:

$$Q_{1,3}=2,1 \cdot 2,72 - 0,08(3-1) = 1,78 \text{ тыс. т.}$$

Расчёт экономических показателей

Экономическими критериями эффективности проведения мероприятия являются следующие показатели: прирост потока денежной наличности, прирост чистой текущей стоимости. В таблице 4.4 даны исходные данные для проведения расчётов экономических показателей.

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчёта экономических показателей

Показатели	Значения
Экспортная цена 1 тонны нефти	22300 руб.
Себестоимость добычи 1 т. нефти	8600 руб.
Условно-переменные затраты на добычу 1 т. нефти	4500 руб.
Затраты на проведение работ	251,6 тыс. руб.

Определим выручку от реализации продукции по кварталам по формуле:

$$V_t = Q_t \cdot C, \quad (8)$$

где C – цена 1 т нефти, руб./т;

Q_t – дополнительная добыча нефти, тыс. т.

Для скважины №1210:

$$V_1 = 0,693 \cdot 22300 = 15454 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_2 = 1,48 \cdot 22300 = 33004 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_3 = 1,64 \cdot 22300 = 36572 \text{ тыс. руб.}$$

Для скважины № 527:

$$V_{1,1} = 2,141 \cdot 22300 = 47744 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_{1,2} = 0,09 \cdot 22300 = 2007 \text{ тыс. руб.}$$

$$V_{1,3} = 1,78 \cdot 22300 = 39694 \text{ тыс. руб.}$$

4.4 Расчет прироста потока денежной наличности

Поскольку результаты и затраты осуществляются в различные периоды времени, то при расчёте применяем процедуру дисконтирования потоков с целью приведения их по фактору времени. В качестве расчётного квартала выбираем квартал, предшествующий технологическому эффекту.

Определим коэффициент дисконтирования по формуле:

$$\alpha_t = \frac{1}{((1+E_H) \cdot (1+k_H))^{t \cdot p - 1}}, \quad (9)$$

где α_t – коэффициент дисконтирования для t-го квартала;

k_H – коэффициент инфляции в квартал, принимаем

$k_H = 0,0175$, что соответствует прогнозируемой годовой инфляции 7%;

E_H – норма дисконта, принимаем годовое значение 10%, тогда за квартал

$E_H = 0,025$;

t_p – расчетный квартал, к которому приводятся затраты и результаты.

Определим значения коэффициента дисконтирования по кварталам:

$$\alpha_1 = \frac{1}{((1+0,025) \cdot (1+0,0175))^{1-1}} = 1.$$

$$\alpha_2 = \frac{1}{((1+0,025) \cdot (1+0,0175))^{2-1}} = 0,959.$$

$$\alpha_3 = \frac{1}{((1+0,025) \cdot (1+0,0175))^{3-1}} = 0,919.$$

Определим затраты на дополнительную добычу по кварталам по формуле:

$$I_t = Q_t \cdot Y_{\text{пер}}, \quad (10)$$

где Q_t – дополнительное извлечение нефти в t-ом квартале, тыс. т;

$Y_{\text{пер}}$ – условно-переменные затраты, руб./т;

$I_1 = 0,693 \cdot 4500 = 3119$ тыс. руб.

$I_2 = 1,48 \cdot 4500 = 6600$ тыс. руб.

$I_3 = 1,64 \cdot 4500 = 7380$ тыс. руб.

$I_{1,1} = 2,141 \cdot 4500 = 9635$ тыс. руб.

$I_{1,2} = 0,09 \cdot 4500 = 405$ тыс. руб.

$I_{1,3} = 1,78 \cdot 4500 = 7380$ тыс. руб.

Определим величину налоговых выплат по формуле:

$$H_t = (B_t - I_t - K_t) \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (11)$$

где $N_{\text{пр}}$ – налог на прибыль, $N_{\text{пр}} = 20\%$;

K_t – капитальные затраты в t-ом квартале, связанные с проведением мероприятия (затраты на внедрение).

$H_1 = (15454 - 3119 - 251,6) \cdot 20 / 100 = 2417$ тыс. руб.

$H_2 = (33004 - 6600 - 251,6) \cdot 20 / 100 = 5230$ тыс. руб.

$H_3 = (36572 - 7380 - 251,6) \cdot 20 / 100 = 5782$ тыс. руб.

$H_{1,1} = (47744 - 9635 - 251,6) \cdot 20 / 100 = 7571$ тыс. руб.

$H_{1,2} = (2007 - 405 - 251,6) \cdot 20 / 100 = 1552$ тыс. руб.

$H_{1,3} = (39694 - 7380 - 251,6) \cdot 20 / 100 = 6413$ тыс. руб.

Определим прирост потока денежной наличности за квартал по формуле:

$$\text{ПДН}_t = V_t - I_t - K_t - H_t, \quad (12)$$

$$\text{ПДН}_1 = 15454 - 3119 - 2417 - 251,6 = 9666 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_2 = 33004 - 6600 - 5230 = 20922 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_3 = 36572 - 7380 - 7380 = 21560 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_{1,1} = 47744 - 9635 - 251,6 - 7571 = 30286 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_{1,2} = 2007 - 405 - 1552 = 201,6 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ПДН}_{1,3} = 39694 - 7380 - 6413 = 25649 \text{ тыс. руб.}$$

Определим накопленный поток денежной наличности за весь расчетный период по формуле:

$$\text{НПДН} = \sum \text{ПДН}_t, \quad (13)$$

$$\text{НПДН}_1 = 9666 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_2 = 9666 + 20922 = 30588 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_3 = 9666 + 20922 + 21560 = 52148 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_{1,1} = 30286 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_{1,2} = 30286 + 201,6 = 30488 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{НПДН}_{1,3} = 30286 + 201,6 + 25649 = 56137 \text{ тыс. руб.}$$

Определим дисконтированный поток денежной наличности по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \text{ПДН}_t \cdot \alpha_t, \quad (14)$$

$$\text{ДПДН}_1 = 9666 \cdot 1 = 9666 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_2 = 30588 \cdot 0,959 = 29334 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_3 = 52148 \cdot 0,919 = 47924 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_{1,1} = 30286 \cdot 1 = 30286 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_{1,2} = 30488 \cdot 0,959 = 29238 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ДПДН}_{1,3} = 56137 \cdot 0,919 = 51589 \text{ тыс. руб.}$$

Определим чистую текущую стоимость (ЧТС) по формуле:

$$\text{ЧТС} = \sum \text{ДПДН}_t, \quad (15)$$

$$\text{ЧТС}_1 = 9666 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = 9666 + 29334 = 39000 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_3 = 9666 + 29334 + 47924 = 86954 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_{1,2} = 30286 + 29238 = 59524 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{ЧТС}_{1,3} = 30286 + 29238 + 51589 = 111113 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 4.5.

По скважине №1210, в которой была произведена закачка гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» построен график зависимости НПДН и ЧТС (рисунок 4.1).

По скважине №527, в которой была произведена закачка нефтевытесняющей композиции «ИХН ПРО» построен график зависимости НПДН и ЧТС (рисунок 4.2).

Таблица 4.5 – Результаты расчёта НПДН и ЧТС

Показатели	Скв. №1210			Скв. №527		
	1 квартал	2 квартал	3 квартал	1 квартал	2 квартал	3 квартал
Прирост добычи, тыс.т.	0,693	1,48	1,64	2,141	0,09	1,78
Выручка от реализации, тыс.руб.	15454	33004	36572	47744	2007	39694
Затраты на внедрение, тыс.руб.	251,6	0	0	251,6	0	0
Затраты на доп. добычу, тыс.руб.	3119	6600	7380	9635	405	7380
Налог на прибыль, тыс.руб.	2417	5230	5782	7571	1552	6413
ПДН, тыс.руб.	9666	20922	21560	30286	201,6	25649
НПДН, тыс.руб.	9666	30588	52148	30286	30488	56137

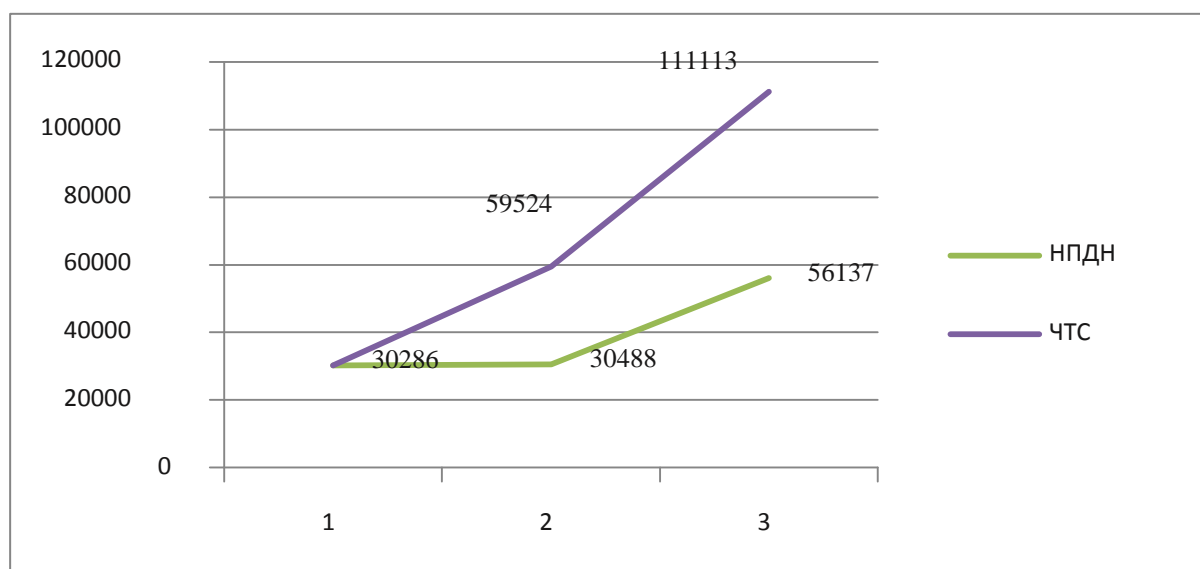


Рисунок 4.1 – График изменения НПДН и ЧТС по кварталам скважины №1210

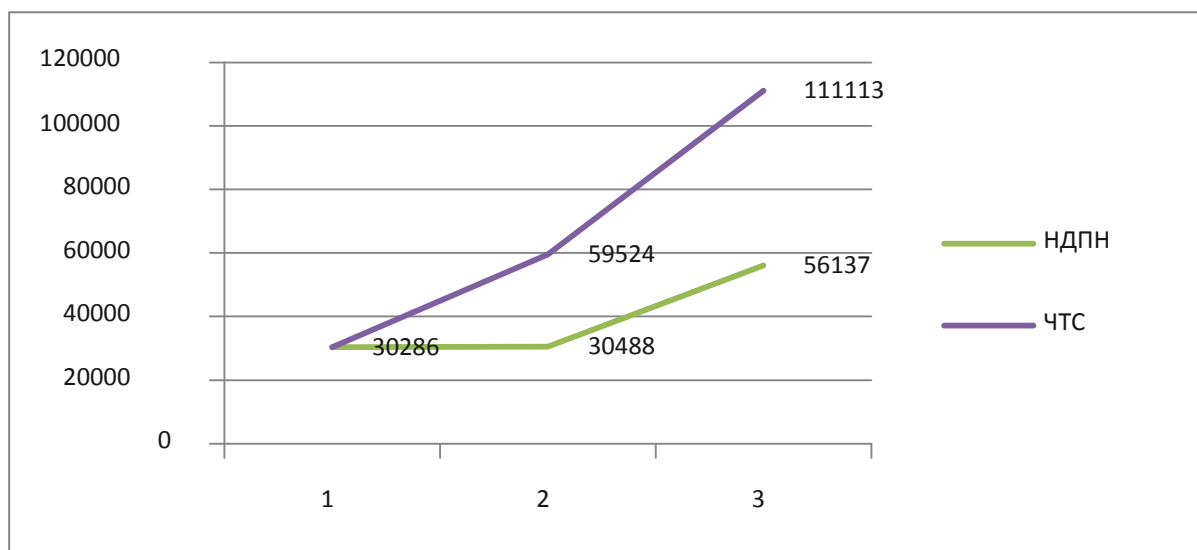


Рисунок 4.2 – График изменения НДПН и ЧТС по кварталам скважины № 527

По графику ЧТС определяем срок окупаемости, который соответствует переходу значения ЧТС в положительную область. Срок окупаемости проекта – в течение первого квартала после проведения мероприятия.

В результате проведенных расчётов были определены затраты на проведение закачки композиций и рассчитана полная себестоимость закачки гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» и нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» на Усинском месторождении, которая составила 251,6 тыс. руб. Дополнительный прирост добычи нефти за 1 квартал при закачке гелеобразующей композиции «ГАЛКА НТ» составит 0,693 тыс. т., при закачке нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» - 2,141 тыс. т. Выручка от реализации продукции при воздействии композиции «ГАЛКА НТ» за 1 квартал 9666 руб., при воздействии нефтewытесняющей композиции «ИХН ПРО» - 30286 руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2БЗС1		Колотовкину Сергею Валерьевичу	
Школа	ИШПР	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>В административном отношении Усинское нефтяное месторождение расположено в Республике Коми. Ближайшим населённым пунктом является город Усинск, расположенный в 35 км севернее от месторождения. Климат района резкоконтинентальный с суровой продолжительной зимой и коротким сравнительно жарким летом.</p> <p>Исследование проходило в лаборатории института химии нефти СО РАН</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Несоответствие норм параметров микроклимата. 2. Шум на рабочем месте. 3. Повышенные нервно-психические и эмоциональные нагрузки. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - электрический ток
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействие на окружающую среду сводится к минимуму, так как используемые вещества минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью дополнительных средств защиты.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 возможность возникновения пожара; 2 повышенное значение напряжения в электрической цепи.
<p>4. 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. 	<p>организационные мероприятия специальные правовые нормы трудового законодательства особенности законодательного регулирования</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н..		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗС1	Колотовкин Сергей Валерьевич		

ВВЕДЕНИЕ :

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли в России, а также других нефтедобывающих странах мира, в настоящее время являются запасы тяжелой, высоковязкой нефти. Примером тяжелой, высоковязкой нефти является пермо карбоновая залежь. Разработка данной залежи традиционными методами малоэффективна, и поэтому требует дополнительного воздействия на пласт с помощью физико химических методов, основанных на использовании гелеобразующих и нефтевытесняющих композиций. При воздействии композиций на продуктивный пласт наблюдается изменение состава и физико химические свойства добываемой нефти. В связи с этим представило интерес изучения состава нефти пермо карбоновой залежи до, и после воздействия композиций на пласт.

Цель данного раздела: проанализировать опасные и вредные факторы при данном виде производственной деятельности и решить вопросы обеспечения защиты от них на основе действующих нормативно технических документов. Исследование проводилось в лаборатории института химии нефти СОРАН. Химическая лаборатория соответствует санитарным нормам ГОСТ 30494-2011 [18] и имеет изолированные помещения.

5 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Определение индивидуального состава проводилось на хромато-масс-спектрометре DFS фирмы «Thermo Scientific» (Германия) состоящее из устройства ввода пробы, хроматографической колонки, детектора, регистратора. Аппаратом Сокслета экстрагировали мальтены, он состоит из колбы для кипячения экстрагента, трубки для паров растворителя, патрон из пористого материала, сухая смесь, сифон, слив сифона, шлифовый переходник, обратный холодильник. Для определения вязкости использовался прибор вискозиметр «Реокинетика» состоящий из штатива, блока датчика, блока термометра, термостата, измерительной ячейки, соединительные провода. Плотность измерялась пикнометром, состоящего из стеклянной колбы и трубкой отвода. Основные элементы производственной безопасности, формирующие опасные и вредные факторы приведены в таблице 1

Таблица 1 – Основные элементы производственной безопасности, формирующие опасные и вредные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ .с изменением 2015г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	4	4
1.Работа на ЭВМ (поиск информации, обработка результатов, набор текста) 2.Экстракция мальтенов проводилась на аппарате Сокслета 3.Измерение индивидуального состава УВ на хромато-масс-спектрометре DFS 4.Определение плотности в пикнометрах 5.Определение вязкости на вискозиметре «Реокинетика»	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2.Нервнопсихическое перенапряжение) 3.Отклонение показателей микроклимата в помещении 4.Шум на рабочем месте. 5.Электромагнитные поля и излучения	Электрический ток	СанПиН2.2.2/2.4.1340-03 [2] СанПиН2.2.4.548-96 [3] СП .2.1.1312-03[4] СНиП 23-05-95 [5] ГОСТ12.1.038-82 [6] ГОСТ12.1.038-82 [7] ГОСТ12.1.003-2014 [10] СП2.6.1.3247-15 [9] ГОСТ12.2.003-91 [11] ПБ 03 576 2003 [13] СП 60.13330.2012 [14]

5.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Согласно СанПиН 2.2.4.548 96 [3] показателями, характеризующими микроклимат в производственных помещениях, являются: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения.

В соответствии с СанПиН 2.2.4.548-96 [3], в помещениях, в которых осуществляется работа за компьютером, на окнах должны быть занавеси или жалюзи, а также защитное заземление (зануление). В таких помещениях обязательна ежедневная влажная уборка и проветривание после каждого часа работы за ПЭВМ.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [3] при нормировании параметров микроклимата выделяют холодный период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха, равной плюс 10°C и ниже, и теплый период года, характеризующийся среднесуточной температурой наружного воздуха выше плюс 10°C. Разграничение работ по категории Ям осуществляется на основе интенсивности и общих энергозатрат организма в ккал/ч (Вт). Оптимальные параметры микроклимата приведены в таблице 2

Таблица 2- оптимальные параметры микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

В производственных помещениях лаборатории института химии нефти СОРАН системы отопления совмещенные с вентиляцией. Регулировку совмещенной системы отопления производят в вентиляционных камерах, как по температуре, так и по расходу теплоносителя в калориферах с таким расчетом, чтобы температура воздуха, нагретого в калориферах, соответствовала проектной. Если это мероприятие не дает требуемого эффекта по нормализации температуры воздуха в рабочей зоне, проводят дополнительную теплоизоляцию ограждающих конструкций.

Шум на рабочем месте.

Шумовое загрязнение среды на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работающих: снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций и т.п. В результате снижается производительность труда и качество выполняемой работы. В рабочей лаборатории шумы превышающие уровень 75 Дб, установленный ГОСТ 12.1.003-2014 [11], отсутствуют.

В лаборатории источником шума являются ЭВМ и лабораторные шкафы с оборудованием для проведения разного вида работ, вентилятор вытяжной. Для снижения шума в производственных помещениях применяют методы; звукопоглощение и звукоизоляция; рациональное размещение оборудования;

- Электро вычислительные машины используемые в лаборатории компактны, защищены защитным корпусом и устанавливаются в специально подготовленные места что позволяет сократить уровень шума.

- Экраны устанавливаются между источником шума и рабочим местом.

- Вентилятор вытяжной защищён защитным кожухом. а двигатель выведен снаружи помещения.

.Нервно-психические нагрузки (умственное перенапряжение)

Длительная непрерывная работа с ПЭВМ вызывает усталость и перенапряжение зрения, внимания, нервно-эмоциональное и умственное напряжение. Во избежание этого продолжительность непрерывной работы с ПЭВМ без перерыва не должна превышать 2 часов. При работе на ПЭВМ необходимо осуществлять комплекс профилактических мероприятий:

проводить упражнения для глаз через каждые 20-25 минут работы на ПК, а при появлении зрительного дискомфорта, выражающегося в быстром развитии усталости глаз, рези, мелькании точек перед глазами и т.п.

Электромагнитные поля и излучения

Основным вредным фактором, воздействию которого подвергается химик лаборант при работе за компьютером, является электромагнитное излучение. Оно пагубно влияет на костные ткани, ухудшает зрение, повышает утомляемость, а также способствует ослаблению памяти и возникновению онкологических заболеваний.

Кроме того, имеют место быть следующие факторы:

-повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;

-повышенная или пониженная влажность воздуха;

-повышенная напряженность электрического поля;

-отсутствие или недостаток естественного света;

-недостаточная освещенность рабочей зоны;

-прямая и отраженная блескость;

Безопасные уровни излучений регламентируются нормами СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [2] и представлены в таблице 3

Таблица 3 – уровни излучений

Наименование параметров	Диапазон частот	ВДУ
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц - 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц - 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

С целью снижения вредного влияния электромагнитного излучения при работе с компьютером необходимо соблюдать следующие общие гигиенические требования [2] .

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

При работе в химической лаборатории основными веществами, выделяющимися при анализах, являются кислоты - серная, азотная, гидрохлорид (соляная кислота) и т. д. Все они являются токсичными и их попадание в атмосферу может негативно отразиться на состоянии человека.

При работе в химической лаборатории необходимо соблюдать требования техники безопасности по ГОСТ 12.1.007 76 [17]. Химическая лаборатория должна соответствовать санитарным нормам СНиП 535 81 [18].

При несчастных случаях в лаборатории необходимо незамедлительно сообщить начальнику лаборатории, который организует первую помощь и вызовет врача.

В лаборатории вероятны отравления при утечке токсичных и вредных веществ:

При попадании соляной кислоты необходим свежий воздух, ингаляция кислородом, полоскание горла 2% раствором соды. При избыточном вдыхании оксида углерода необходим свежий воздух, не допускается охлаждения тела.

Если дыхание слабое или прерывистое, необходим кислород.

При избыточном вдыхании спирта, хлороформа и других наркотических веществ необходимо дать 0,03 г фенамина или 0,1 г коразола. После этого дать крепкий чай или кофе. При необходимости делать искусственное дыхание и давать в дышать кислород. Предельно допустимая концентрация некоторых веществ и класс опасности приведены в таблице 4

Таблица 4 – ПДК некоторых веществ и класс опасности

№ п/п	Вещество	ПДК, мг/м ³	Агрегатное состояние: п – пар а – аэрозоль	Класс опасности
1.	Ртуть металлическая	0,005	П	1
2.	Фосфор (белый)	0,03	П	1
3.	Гидразин и его производные	0,1	П	1
4.	Гидроксид натрия	0,5	А	2
5.	Серная кислота	1	а	2
6.	Оксид фосфора(V)	1	а	2
7.	Хлор	1	п	2
8.	Хлороводород	5	п	2
9.	Уксусная кислота	5	п	3
10.	Аммиак	20	п	4
11.	Керосин (в пересчете на углерод)	300	п	4

Для предотвращения отравления необходимо надевать средства индивидуальной защиты: халат, резиновые перчатки, очки, маски, респиратор и т.д.

В лаборатории допускается хранить нелетучие, не пожароопасные и малотоксичные твердые вещества. Концентрированные кислоты хранить в стеклянной посуде со стеклянными крышками в вытяжном шкафу. Концентрированные растворы щелочей хранить в вытяжном шкафу, в полиэтиленовой таре. Все сухие реактивы необходимо брать фарфоровыми ложками, шпателями. Брать реактивы незащищенными руками запрещается! Работа с концентрированными кислотами и щелочами проводится только в вытяжном шкафу и с использованием защитных средств (перчаток, очков). При работе с химическими реактивами необходимо включать и выключать вытяжную вентиляцию не менее чем за 30 минут до начала, и после окончания работ.

При работе со сжатыми газами необходимо следовать инструкции сосудов, работающих под давлением ПБ 03-576-2003 [13]. Свет является одним из важнейших условий существования человека. Недостаточная освещенность рабочей зоны является вредным производственным фактором, который может вызвать ослепленность или привести к быстрому утомлению и снижению работоспособности. Свет влияет на физиологическое состояние человека, правильно организованное освещение стимулирует протекание процессов высшей нервной деятельности и повышает работоспособность. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму. В зависимости от длины волны, свет может оказывать возбуждающее (оранжево-красный) или успокаивающее (желто-зеленый) действие. К средствам нормализации освещенности производственных помещений рабочих мест относятся:

- источники света;
- осветительные приборы;
- световые проемы;
- светозащитные устройства;
- светофильтры;
- защитные очки.

5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток.

Электрический ток широко используется в промышленности, технике, быту, на транспорте. Устройства, машины, технологическое оборудование и приборы, использующие для своей работы электрический ток могут являться источниками опасности.

В лаборатории это электро вычислительные машины, вытяжка, приборы для проведения химического анализа работающие от электричества и др. Нарушение целостности проводки

Поражение электрическим током может произойти при прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, отключенным токоведущим частям, на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения в сеть, к нетоковедущим частям, выполненным из проводящего электрический ток материала, после перехода на них напряжения с токоведущих частей.

Кроме того, возможно поражение человека электрическим током под воздействием напряжения шага при нахождении человека в зоне растекания тока на землю; электрической дугой, возникающей при коротких замыканиях; при приближении человека к частям высоковольтных установок, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние.

Человек может оказаться под воздействием напряжения прикосновения и напряжения шага.

Растекание тока в грунте (основании) возникает при замыкании находящихся под напряжением частей электрических установок и проводов на землю. Замыкание может произойти при повреждении изоляции и пробое фазы на корпус электроустановки, при обрыве и падении провода под напряжением на землю и по другим причинам.. Смертельно опасным для жизни человека считают ток, величина которого превышает 0,05А, ток менее 0,05А – безопасен (до 1000 В) [19].

Для предотвращения электротравматизма необходимо организовывать работы согласно ПТЭ [19] и ПТБ [20] потребителей и (ПЭУ) [21].

Все помещения лаборатории должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-2009 [16]. В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

использовать неисправные электрические приборы и установки; перегружать электросеть; переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы; работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним; загромождать подходы к электрическим устройствам.

Основные мероприятия, направленные на ликвидацию причин травматизма: систематический контроль за состоянием изоляции электропроводов, разработка инструкций по техническому обслуживанию и эксплуатации средств вычислительной техники и контроль за их соблюдением; соблюдение правил противопожарной безопасности; своевременное и качественное выполнение работ по проведению планов профилактических работ и предупредительных ремонтов [20].

Для защиты людей от поражения, электрическим током при повреждении изоляции должна быть применена, по крайней мере, одна из следующих защитных мер: заземление, зануление, защитное отключение, разделительный трансформатор, малое напряжение, двойная изоляция, выравнивание потенциалов.

В электроустановках выше 1 кВ с изолированной нейтралью должно быть выполнено заземление

5.3. Экологическая безопасность

Утилизация отработанных химических водных растворов собирается в стеклянный сосуд, вместимость не менее 3 литров. После наполнения 4/5, проверяют pH, при необходимости нейтрализуют pH = 7 — 7,5 твердыми карбонатами или гидроксидами натрия или калия. Затем с одновременной подачей воды выливают жидкость в канализацию. Отходы ЛВЖ (легковоспламеняющиеся жидкости) и ГЖ (горючие жидкости) уничтожают путем сжигания на открытом воздухе согласно с органами пожарной охраны. Реактивы с истекшим сроком годности необходимо утилизировать, они упаковываются в отдельную тару по группам хранения и далее отправляют на центральную утилизацию ответственному по ОТ и ТБ. Сливать отработанные ЛВЖ, а также другие пожароопасные вещества (отходы) в канализацию запрещается.

Если реактив в воде практически нерастворим, его можно выбросить с твердыми отходами. Плохо растворимые в воде реактивы обрабатывают избытком теплой воды, переводят полностью в раствор и сливают его в канализацию.

Емкости для хранения, транспортировки и утилизации должны иметь предупреждающий знак опасности в соответствии с ГОСТ 12.4.026-76 [22].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Классификация ЧС по сфере возникновения

- .Природная ЧС – это обстановка на определенной территории в результате природных ЧС
- .Техногенная ЧС – это состояние, при котором в результате техногенной ЧС на объекте определенной территории нарушаются нормальные условия жизнедеятельности человека.
- .Биолого-социальные ЧС – состояние, возникшее на определенной территории в результате биолого-социальной ЧС(эпидемии).
- .Экологические ЧС – обстановка, сложившаяся на территории в результате возникновения источника ЧС, приведшего к ухудшению экологических систем, здоровью населения (онкологические заболевания)
- .Социальные ЧС связаны с явлениями и процессами в социальной среде.

Помещения лаборатории соответствует требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 [12] и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83 [8] .

Причинами пожара могут быть:

- токи короткого замыкания;
- неисправность электросетей;
- незнание или небрежность обслуживающего персонала; - курение в неположенных местах.

В связи с этим в лаборатории необходимо выполнять следующие нормы пожарной безопасности:

- для предохранения сети от перегрузок запрещается включать дополнительные не предусмотренные потребители;

- работы в лаборатории проводить только при исправном состоянии оборудования, электропроводки;
- иметь средства для тушения пожара (огнетушитель пенный, порошковый, углекислотный), стационарные системы пожаротушения, полотна и прочее;
- иметь в наличии план эвакуации людей, который должен висеть на видном месте;
- оборудование размещать так, чтобы был достаточный проход к выходу.

Каждые пол года проводят инструктажи по пожарной безопасности

Так же в лаборатории запрещается:

- пользоваться открытым огнем, курить;
- производить зарядку аккумуляторных батарей;

Для локализации или ликвидации возгорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды

Для предотвращения пожара принимаются следующие меры:

- корпуса рубильников и розеток разместить на несгораемых основах;
- нагревательные приборы расположить на асбестовых ковриках и прокладках; . .

Для тушения пожара используют следующие средства:

- прекращение доступа в зону горения окислителя (кислорода воздуха) или горючего вещества, а также снижение их поступления до величин, при которых горение прекращается;
- охлаждение очага горения ниже определённой температуры;
- механический срыв пламени струёй жидкости или газа;
- снижение скорости химической реакции, протекающей в пламени;
- создание условий огне- преграждения, при которых пламя распространяется через узкие каналы.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При разработке данного раздела учитываются необходимые нормы и требования законов Российской Федерации при работе в аналитических лабораториях.

На работу в химико-аналитические лаборатории принимаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование для решения вопроса о возможности работы в лаборатории.

Вновь поступающие на работу допускаются к исполнению своих обязанностей только после прохождения вводного инструктажа о соблюдении мер безопасности, инструктажа на рабочем месте и после собеседования по вопросам техники безопасности.

Проведение всех видов инструктажа регистрируется в журнале .
Распоряжением по лаборатории в каждом рабочем помещении назначаются ответственные за соблюдением правил техники безопасности, правильное хранение легковоспламеняющихся, взрывоопасных и ядовитых веществ, санитарное состояние помещений, обеспеченность средствами индивидуальной защиты и аптечками первой помощи с необходимым набором медикаментов.

Нормальная продолжительность рабочего времени согласно статье 91 Трудового кодекса РФ не может превышать 40 часов в неделю.

- рабочее место должно отвечать следующим требованиям:
- достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые действия;
- достаточные проходы для работников;
- оптимальное расположение средств отображения информации;
- конструкция должна обеспечивать быстроту и экономичность технического ремонта.

Согласно вышеперечисленным требованиям размеры будут такими:

- высота рабочей поверхности 950 мм;
- высота сиденья 500 мм;
- ширина стола 2500 мм;
- глубина стола 1200 мм;
- пространство для ног 900•2400•1200 мм;

Согласно ГОСТ 22269-76 «Требования к расположению средств отображения информации» средства отображения информации должен быть расположен в вертикальной плоскости под углом 15° от нормальной линии взгляда и в горизонтальной под углом 15° от сагиттальной плоскости.

Основной объем информации человек, работающий в химической лаборатории получает при помощи зрительного анализатора. Следует выделить такие требования к освещенности рабочих мест:

- наличие необходимого уровня освещенности рабочей поверхности;
- наличие занавесок для ограничения слепящего действия света;
- равномерность освещения;

Согласно нормативному документу общая освещенность не должна быть меньше 300 лк.

Разряд работ человека, работающего в химической лаборатории относится к разряду работ высокой точности, потому что показания снимаются с дисплея компьютера. Зрительная работа выполняется более половины рабочего дня, следовательно, для повышения уровня освещенности рабочего места до 400 лк необходимо использовать светильники местного освещения.

В качестве источников света при искусственном освещении должны применяться преимущественно люминесцентные лампы. Для обеспечения необходимых норм освещенности нужно проводить чистку светильников и оконных стекол не реже двух раз в год и своевременно заменять перегоревшие лампы в светильниках

ЗАКЛЮЧЕНИЕ:

В настоящее время практически все крупные нефтяные месторождения находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются высокой долей трудноизвлекаемых запасов и высокой обводненностью добываемой продукции. В связи с этим возникает необходимость создания и внедрения различных технологий, позволяющих повысить степень извлечения нефти из всего объема пласта. Для этого вначале в лабораторных условиях, а затем и на опытно-промышленных участках испытывают эти методы. В процессе испытания уточняются критерии эффективного применения той или иной технологии, выясняются преимущества и недостатки.

Для месторождений Западной Сибири с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов была разработана комплексная технология состоящая из гелеобразующих ГАЛКА-У и нефтewытесняющая ИНХ-100

В 2001 г. на Лас-Еганском месторождении (пласт ЮВ₁) успешно проведены опытно-промышленные испытания комплексной технологии. В три нагнетательные скважины была произведена закачка композиции ГАЛКА-У в количестве 6, 10 и 18 т и композиции ИНХ-100 в количестве 30, 50 и 48 т. Анализ результатов промысловых данных показал, что совместное действие композиций ГАЛКА-У и ИНХ-100 приводит к перераспределению фильтрационных потоков в пласте, подключению низкопроницаемых пропластков и интенсификации их разработки, что выражается в снижении обводнённости добываемой продукции и увеличении дебитов по нефти и по жидкости добывающих скважин, гидродинамически связанных с нагнетательными. Дополнительная добыча нефти на опытном участке за период с января 2001 г. по октябрь 2002 г. составила 4,4 тыс. т. В связи с чем, данная технология рекомендована к промышленному применению и на других месторождениях Западной Сибири [4].

Это связано с высокой эффективностью химических реагентов, которые могут вступать в реакцию не только с пластовой водой, но и с нефтью и даже породой. Особое место среди физико-химических МУН занимает закачка ПАВ, так как это позволяет изменить характер смачиваемости породы и улучшить нефтеотмывающую способность закачиваемой воды.

Современные исследователи заняты созданием новых модификаций технологий закачки ПАВ путем комбинации различных реагентов, что позволяет повышать нефтеотдачу продуктивных пластов.

. Разработки отечественных ученых нашли применение не только на месторождениях России, но и на месторождениях других стран

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бурдынь Т.А., Горбунов А.Т., Лютин Л.В., Сургучев М.Л., Цынкова О.Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. М.: Недра, 1983. – 345 с.
2. Золотухин И.И. Техника и технология добычи нефти. – Казань: Республиканский центр мониторинга качества образования (редакционно – издательски отдел), 2013. – 350 с.
3. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011, 304 с.
4. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
5. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с.
6. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» академии наук РТ, 2005, 688 с.
7. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. - Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 275 с.
8. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
9. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика) / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004, 292 с.
10. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» академии наук РТ, 2013, 310 с.
11. Жданов С.А., Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России//Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 1. – С. 58-61.
12. Шелопов В.В., Крянев Д.Ю., Жданов С.А., О среднем коэффициенте нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2012.-№11.- С. 112-114.
13. Байков Н.М., Зарубежный опыт внедрения методов увеличения методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство.—2008.-№12. –С. 101-103.
14. СНиП 535 81 Инструкция по проектированию санитарно-эпидемиологических станций
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.

16. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
17. СП 2.2.1.1312-03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий.
18. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
19. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
20. ГОСТ 12.1.098-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно-допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ 12.4.009-83 Система стандартов безопасности труда. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание.
22. СП 2.6.1.3247-15 Гигиенические требования к размещению, устройству, оборудованию и эксплуатации радоновых лабораторий, отделений радонотерапии
23. ГОСТ 12.1.003-99 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности
25. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования
26. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.2003 № 91
27. СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»
28. СанПин 535-81 Инструкция по проектированию санитарно-эпидемиологических станций
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
30. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. СНиП 535-81 - Инструкция по проектированию санитарно-эпидемиологических станций.

32. ПТЭ Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации СО 153-34.20.501-2003

33. ПОТ Р М-016-2001 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»

34. ПЭУ Правила устройства электроустановок

35. ГОСТ Р 12.4.026 2001 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

Приложение А

Таблица 3.1 – Показатели добычи нефти с применением композиций ИХН на опытных участках месторождений Западной Сибири

Месторождение, пласт, номер нагнетательной скважины	Балансовые запасы нефти, тыс. т	Объём закачки композиции ИХН, тыс. т	Прирост коэффициента нефтеотдачи, %	Дополнительная добыча нефти	
				тыс. т	композици и ИХН
Самотлорское, А ₁₋₃ , 4110	1576,0	5,0	12,8	201,7	40,3
Самотлорское, Б ₁₀ , 12168	369,0	2,3	27,5	101,5	44,1
Самотлорское, Б ₁₀ , 12162	403,9	1,6	3,9	1 5,8	9,9
Самотлорское, А ¹⁺² ₁ , 15930	582,9	1,7	5,3	3 0,9	18,2
Самотлорское, А ³ ₁ , 15618	589,0	1,5	2,8	16,5	11,0
Лор-Еганское, Б ₁₀ , участок 1 (129, 132, 133, 134)	706,9	2,1	2,9	20,5	9,8
Лор-Еганское, Б ₁₀ , участок 3 (85, 86, 87, 88)	901,2	4,2	8,3	74,8	17,8
МалоЧерногорское, Ю ¹ ₁ , 239	551,6	1,8	3,7	20,4	11,3
Советское, А ₁ , 644	2458,0	5,8	7,5	184,4	31,8
Мамонтовское, АС ₄ , 2054	768,0	0,8	7,1	54,5	68,1

Приложение Б

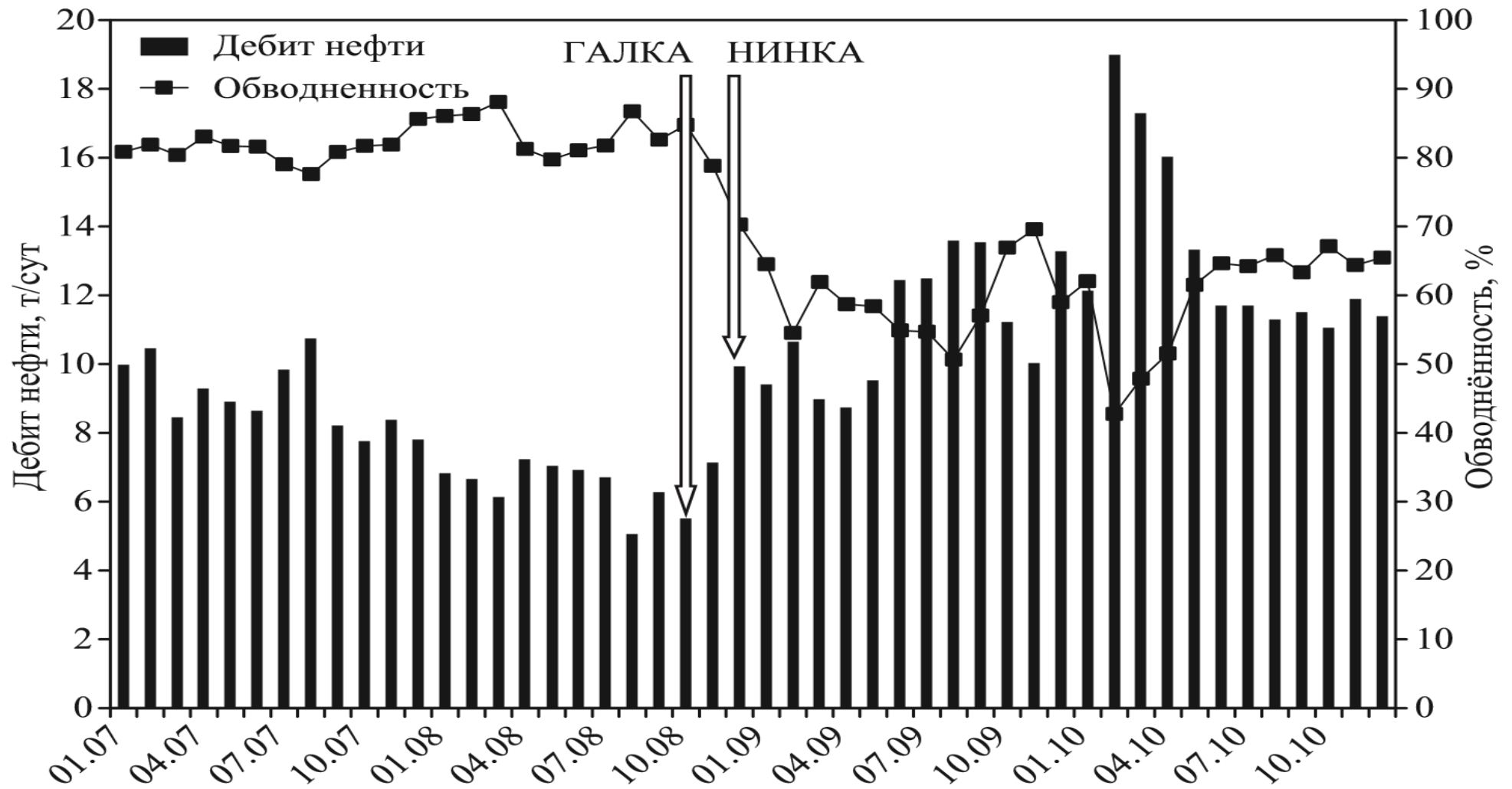


Рисунок 3.1 – Увеличение добычи нефти для участков паронагнетательной скважины № 6168 пермокарбоновой залежи Усинского месторождения после закачки композиции ГАЛКА-С и нефтewытесняющей композиции НИНКА

Приложение В

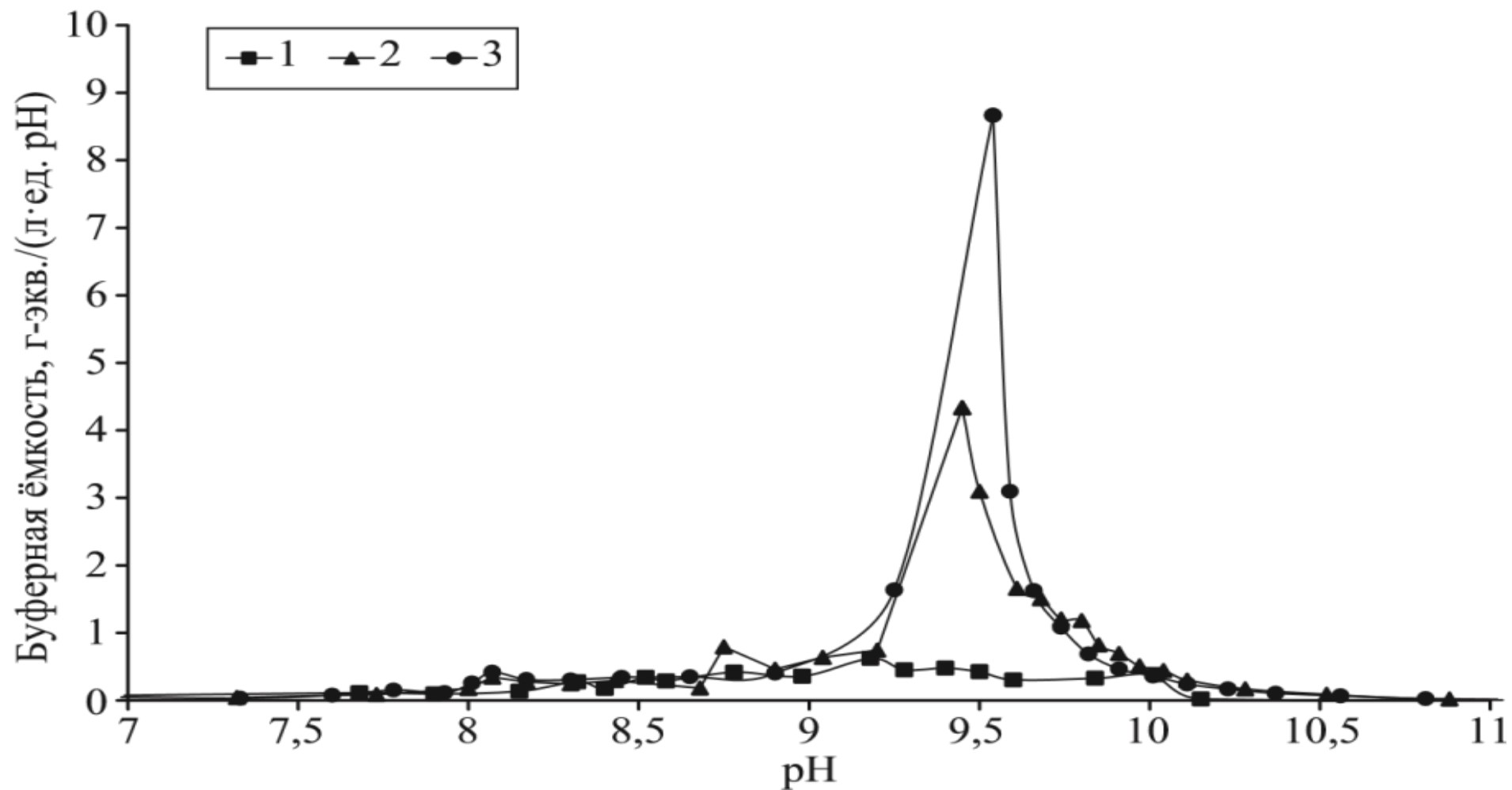


Рисунок 3.3 – Зависимость буферной ёмкости композиции на основе ПАВ от pH: 1 до термостатирования; 2, 3 — после термостатирования при 150 °С в течение 7 и 10 ч соответственно

