

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

УДК 622.276.6:665.6.035.6-026.732-022.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Новиков Максим Николаевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	<i>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	<i>Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	<i>Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	<i>Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)</i>

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Новикову Максиму Николаевичу

Тема работы:

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ ДОБЫЧЕ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Утверждена приказом директора (дата, номер)	2024/с от 18.03.2019
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Изучение методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на месторождениях с высокой вязкостью нефти; Тепловые и холодные методы увеличения нефтеотдачи; Рассмотрение и оценка результатов применение методов увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого-физических условиях на примере трех месторождений; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; Социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
Методы увеличения нефтеотдачи. Практическое применение методов увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого-физических	Старший преподаватель Пулькина Н.Э.

условиях	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Методы увеличения нефтеотдачи	
Практическое применение методов увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого-физических условиях	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2019
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибульниковая Маргарита Радиевна	к.г.н.		
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Новиков Максим Николаевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Уровень образования Бакалавр
Отделение школы Нефтегазового дела
Период выполнения Весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.04.2019	Методы увеличения нефтеотдачи	30
29.04.2019	Практическое применение методов увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого-физических условиях	40
12.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Цибулькинова Маргарита Радиевна	к.г.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

ППД – поддержание пластового давления;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ПАА – полиакриламид;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ASP – alkaline/surfactant/polymer (щелочь, ПАВ, полимер);

SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage (метод парогравитационного дренажа).

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, в том числе 15 рисунков, 30 таблиц. Список литературы включает 43 источника.

Ключевые слова: нефть, методы увеличения нефтеотдачи, месторождение, пласт, тепловые методы, заводнение, вязкость, холодные методы, пароциклическое воздействие, парогравитационный дренаж.

Объектом исследования являются продуктивные пласты с высоковязкой нефтью, для эффективной разработки которых применяются методы увеличения нефтеотдачи.

Цель работы – оценка применяемых методов, направленных на увеличения нефтеотдачи в различных геолого–физических условиях.

В процессе исследования был проведен анализ применяемых методов увеличения нефтеотдачи при разработке пластов с высоковязкой нефтью. Рассмотрены критерии эффективного применения каждого из методов, их особенности, возможные направления развития методов.

Анализ эффективности применяемых методов увеличения нефтеотдачи содержит данные по трем месторождениям с разными геологическими условиями. Для каждого месторождения приводится краткая геолого–физическая характеристика, оценка эффективности применяемых методов.

Основные конструктивные, технологические и технико–эксплуатационные характеристики: применение методов увеличения нефтеотдачи связано с закачкой в продуктивные пласты теплоносителей или агентов вытеснения, обладающих повышенной вязкостью.

Областью применения являются продуктивные пласты, характеризующиеся повышенной вязкостью нефти, разработка которых требует применения третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Экономическая эффективность работы заключается в расчете затрат на моделирование заводнения в лабораторных условиях, определении ресурсоэффективности.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	14
1.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи.....	14
1.2 Обобщенное современное представление о методах увеличения нефтеотдачи	15
1.3 Применимость методов увеличения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью	16
1.4 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи.....	17
1.4.1 Закачка горячей воды.....	18
1.4.2 Вытеснение нефти паром	20
1.4.3 Технологии пароциклического воздействия	22
1.4.4 Метод парогравитационного дренажа (SAGD).....	23
1.4.5 Внутрипластовое горение	26
1.5 Холодные методы.....	31
1.5.1 Полимерное заводнение	32
1.5.2 Щелочное-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение	34
1.5.3 Метод закачки растворителя в условиях гравитационного дренажа (Vapex)	36
2 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	39
2.1 Опыт по применению вытеснения высоковязкой нефти с помощью горячей воды	39
2.1.1 Краткая геологическая характеристика месторождения Северные Бузачи	39
2.1.2 Результаты применения закачки горячей воды	42
2.2 Опыт применения площадной закачки пара и пароциклической обработки на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения	44
2.2.1 Краткая геологическая характеристика Усинского месторождения	44
2.2.2 Результаты использования тепловых методов.....	46

2.3 Пилотный проект по применению полимерного заводнения на Москудьянском месторождении	50
2.3.1 Краткая геологическая характеристика Москудьянского месторождения	50
2.3.2 Результаты проекта по полимерному заводнению	52
3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	55
3.1 SWOT-анализ.....	55
3.2 Планирование научно-исследовательской работы.....	57
3.3 Бюджет научного исследования	60
3.4 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы	60
3.5 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования	62
3.6 Расчет затрат на амортизационные отчисления.....	62
3.7 Расчет затрат на оплату труда.....	63
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
4.1 Производственная безопасность.....	73
4.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	74
4.2.1 Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны и на открытом воздухе.....	74
4.2.2 Превышение уровня шума	75
4.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	75
4.2.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	76
4.2.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми	77
4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	77
4.3.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования....	77
4.3.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	78
4.3.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.....	79
4.3.4 Электробезопасность	80

4.4 Экологическая безопасность.....	81
4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	84
4.6.1 Правовые нормы трудового законодательства	84
4.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	84
4.7 Вывод по разделу «Социальная ответственность».....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	86
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	88

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития нефтяной промышленности большое значение уделяют достижению проектного значения коэффициента извлечения нефти (КИН). Динамика уменьшения проектного значения КИН обуславливает необходимость совершенствования существующих и разработки новых технологий добычи нефти. Следует отметить, что наряду с этим изменяется структура запасов как разрабатываемых, так и вновь вводимых в разработку месторождений [22]. Большинство открываемых месторождений относят к категории трудноизвлекаемых запасов за счет высокой степени неоднородности пластов, строения залежей, физико-химических свойств пластового флюида. Геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти на территории РФ достигают более 5 млрд. т, но не во всех случаях добыча такой нефти является экономически окупаемой [7]. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами требует особого подхода, начиная от бурения скважин и заканчивая извлечением остаточных запасов. Это оказывает большое влияние в направлении развития методов увеличения нефтеотдачи. Однако динамика развития количества трудноизвлекаемых (ТРИЗ) запасов опережает темпы разработки новых технологий, позволяющих разрабатывать данные месторождения с выгодной для экономики точки зрения.

Одним из примеров ТРИЗ служат месторождения с высоковязкой нефтью. Разработка данных месторождений основывается на нескольких базовых технологиях воздействия на пласты, которые постоянно совершенствуются. К таким технологиям можно отнести бурение скважин с горизонтальными, боковыми стволами и многозабойных скважин, различные системы заводнения пластов (полимерное, циклическое, барьерное). Третичные методы увеличения нефтеотдачи (газовые, химические, тепловые) нацелены на повышение эффективности разработки месторождения путем воздействия, как на пласт, так и на реологические свойства нефти.

На территории Российской Федерации широкое распространение получили тепловые методы за счет своей простоты и относительной

дешевизны. Однако данные методы имеют ряд ограничений, связанных с глубиной залегания продуктивных пластов, наличием подошвенных вод. С другой стороны, использование сильно «горячей» технологии может привести к перегреву призабойной зоны пласта, что влечет за собой спекание пород и уменьшение фильтрационных способностей призабойной зоны [1].

Комбинации различных методов увеличения нефтеотдачи способны существенно повысить нефтеотдачу пластов.

1 МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

1.1 Цели применения методов увеличения нефтеотдачи

Одной из проблем нефтедобывающей промышленности на протяжении многих лет является увеличение объема извлекаемой нефти из продуктивных пластов и темпов разработки нефтяных залежей.

Эффективность работы добывающих и нагнетательных скважин во многом определяют характер процесса выработки нефтяных пластов. Качественная и бесперебойная эксплуатация скважин зависит от геологических и технологических факторов. Под этим понимается эксплуатация их с дебитами нефти, равными потенциальным возможностям пласта при полном охвате его процессом фильтрации. Фактические дебиты нефти обычно бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны под влиянием технологических факторов.

В настоящее время в разработке находится большое количество месторождений, представленных низкопроницаемыми коллекторами или коллекторами разной проницаемости. Нагнетаемая в пласт вода прорывается к добывающим скважинам по высокопроницаемым прослоям и зонам, оставляя не вытесненной нефть в малопроницаемых слоях и зонах [22].

В большинстве развитых нефтедобывающих стран сложилась практика, разработки месторождений в три этапа, это позволяет снизить капитальные вложения и обеспечивает возможность реинвестиций, что положительно сказывается на экономической эффективности разработки. В зависимости от этапа, для извлечения нефти используют различные виды энергии.

На первом этапе разработку месторождений проводят на дарованном природой естественном режиме, используя упругую энергию пласта, энергию растворенного газа, законтурных вод, газовой шапки, потенциальную энергию гравитационных сил.

На втором этапе реализуются искусственные методы, дополняющие естественную пластовую энергию и механизмы первичной добычи – методы

поддержания пластового давления путем заводнения (в различных модификациях). Метод заводнения в международной практике не считается методом увеличения нефтеотдачи. Не случайно синоним его названия – метод поддержания пластового давления.

На третьем этапе повышение эффективности разработки месторождений предполагает применение методов увеличения нефтеотдачи, изменяющих природные силы в залежи с целью увеличения конечной нефтеотдачи. При реализации этих методов применяют рабочие агенты, повышающие охват залежи разработкой и эффективность вытеснения остаточной нефти из пластов после извлечения из них нефти на первых двух этапах разработки.

В условиях прогрессирующего увеличения обводненности добываемой продукции и высокой выработки запасов все большее значение приобретают методы повышения нефтеотдачи пластов. За последние годы на месторождениях нефтяных компаний Западной Сибири было испытано более 40 технологий и их модификаций с целью воздействия на пласт и призабойную зону скважины. С каждым годом возрастает количество операций над скважиной, направленных на повышение нефтеотдачи пластов, результатом чего является увеличение дополнительно добытых объемов нефти [18].

1.2 Обобщенное современное представление о методах увеличения нефтеотдачи

По мере развития технологий методов увеличения нефтеотдачи стали использовать «улучшенные методы повышения нефтеотдачи», которые предполагают комбинирование элементов МУН, а также использование современных технических средств и технологических способов повышения нефтеотдачи, например, горизонтальных скважин. Самостоятельное применение горизонтальных скважин является не методом повышения нефтеотдачи, а способом интенсификации добычи нефти, не приводящим к повышению нефтеотдачи. В общем случае к «улучшенным МУН» можно

отнести методы, при реализации которых применяют различные технологии и средства повышения охвата залежи процессом вытеснения нефти, в том числе оптимизацию (уплотнение) сетки скважин, изменение направления фильтрационных потоков, выравнивание профиля вытеснения, барьерное заводнения и прочее [21].

Таким образом, к методам увеличения нефтеотдачи (МУН) следует относить только методы, позволяющие повысить объем извлекаемой нефти, добываемой за счет дополнительного дренирования той части залежи, которая не охватывается разработкой при естественном режиме эксплуатации. Принципиальным в этом определении является обращение к геологическому понятию залежь – замкнутой нефтесодержащей емкости, представляющей собой в данном случае геологически обоснованный единый объект подсчета геологических запасов и единый самостоятельный объект разработки.

1.3 Применимость методов увеличения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью

На сегодняшний день «традиционные» запасы легкой нефти малой вязкости неумолимо уменьшаются, все больше стран акцентируют внимание на развитие технологий добычи природных битумов и высоковязкой нефти. По разным оценкам экспертов их запасы превышают остаточные извлекаемые запасы маловязкой нефти в 5-6 раз. Однако данный спектр требует использования дорогостоящего оборудования [26]. Высоковязкие нефти на рынке стоят дешевле, относятся к категории низкосортных, и особой охоты за ними, с целью получения больших прибылей пока нет, поэтому не многие российские компании готовы вкладывать значительные средства в разработку месторождений и переработку высоковязкой нефти.

При разработке месторождений с высоковязкой нефтью возникают проблемы, как с ее извлечением, так и при перекачке по промысловым трубопроводам.

К факторам, влияющим на вязкость нефти, можно отнести температуру, давление, количество растворенного газа, содержание и состояние асфальто-смолистых веществ, содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов, структурно-групповой состав, полярность компонентов, молекулярная масса углеводородов.

Также следует отметить, что большая часть запасов высоковязкой нефти находятся на глубинах от 1000 до 1500 м. Запасы, залегающие на глубине ниже указанной, составляют лишь около 5%. Однако ситуация осложняется тем, что большинство месторождений высоковязкой нефти обладают сложным строением. Как правило, продуктивные горизонты обладают высокой степенью расчленённости. Изменение фильтрационно-емкостных свойств на различных этажах нефтеносности. Вследствие этого применимость той или иной технологии при разработке месторождений обуславливается геологическим строением, условиями залегания пластов, свойствами пластового флюида [32].

На территории многих стран, в том числе и России при разработке месторождений с высоковязкой нефтью широкое распространение получили тепловые методы по увеличению нефтеотдачи пластов.

1.4 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

Данная группа методов основывается на термическом воздействии на призабойную зону пласта и ствол скважины. Как известно, при увеличении температуры нефть разжижается и становится более подвижной, а это в свою очередь оказывает положительное влияние на эффективность процессов вытеснения нефти. Также при использовании тепловых методов происходит очистка скважин и призабойной зоны от парафиновых отложений путем их расплавления [4].

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи условно подразделяют на две подгруппы. К первой можно отнести методы, основанные на процессах внутрипластового горения. Сущность процессов заключается в использовании

энергии полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти в призабойной зоне при нагнетании в пласт окислителя последующим перемещением фронта горения. Ко второй, методы, связанные с нагнетанием с поверхности теплоносителей в пласты, данные методы более просты и за счет этого нашли широкое применение, как в России, так и за рубежом [18].

В свою очередь нагнетание теплоносителя в пласт может осуществляться двумя разными технологиями. Это может быть нагнетание с целью вытеснения нефти внешними агентами (нагнетаемой или краевой водой, закачиваемым компрессорами с поверхности газом или свободным газом газовой шапки), то есть непосредственное воздействие на пласт. Ко второй технологии относится обработка теплоносителями призабойной зоны пласта [23].

1.4.1 Закачка горячей воды

Данная технология является одной из наиболее эффективных, так как закачка воды не требует больших капиталовложений и более проста с технологической точки зрения, чем при использовании других агентов вытеснения. Вода является одним из лучших агентов вытеснения за счет ее свойств по переносу количества тепла, приходящейся на единицу массы агента. Это играет большую роль, так как в промышленных условиях потери тепла при закачке теплоносителя в пласт избежать невозможно и только часть подводимой энергии идет непосредственно на увеличение нефтеотдачи пласта.

Закачку горячей воды целесообразнее использовать в определенных физико-геологических условиях, таких как увеличение глубины залегания пластов [3].

Температура воды находится в районе 200 °С, давление нагнетания составляет порядка 25 МПа, что не позволяет воде закипеть. В результате закачки горячей воды происходит прогрев призабойной зоны пласта, что увеличивает подвижность нефти и способствует ее вытеснению к добывающим скважинам. Помимо этого, прогрев приводит к расширению пород-

коллекторов, что позволяет извлекать дополнительные объемы нефти, за счет этого достигается уменьшение остаточной нефтенасыщенности. При нагнетании образуется несколько зон с различной степенью насыщенности и температурой (рисунок 1.1).

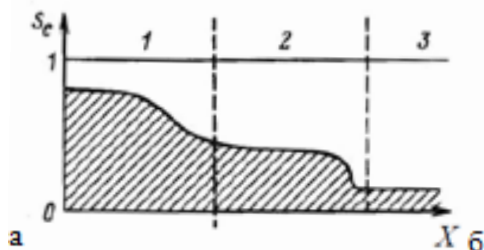


Рисунок 1.1 – Профиль водонасыщенности по длине пласта

В первой зоне водонасыщенность и температуры максимальны. При движении горячей нагнетаемой воды по пласту в результате теплообмена с породой-коллектором происходит рост температуры. Это влечет за собой уменьшение вязкости нефти и рост ее подвижности. Также под действием температуры происходит расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости. Данная зона характеризуется постепенным вымыванием нефти.

Во второй зоне вследствие теплообмена с пластом температура агента уменьшается. Эту зону можно охарактеризовать как переходную между зоной вымывания и зоной движения чистой нефти.

Третья зона – зона движения чистой нефти.

К закачке холодной воды можно переходить после создания теплового фронта (прогрева призабойной зоны) и вытеснения нефти на несколько десятков метров от скважины, через которую осуществлялось нагнетание теплоносителя. Таким образом, первичное вытеснение нефти происходит водой с температурой равной пластовой, и только потом более горячей водой.

Перед проведением закачки производят термодинамические расчеты, учитывая размеры необходимой зоны прогрева, начальные значения температуры пласта и теплоносителя, а также их физические свойства [21].

1.4.2 Вытеснение нефти паром

Использование водяного пара в качестве теплоносителя имеет как свои плюсы, так и минусы. Насыщенный водяной пар высоких давлений обладает рядом преимуществ перед водой, он обладает большим значением теплоемкости (в 3-3,5 раза), что позволяет подвести в пласт большее количество тепловой энергии. Также объем закачиваемого пара может превысить объем воды в 30-35 раз, а эффективность вытеснения нефти может достигать порядка 90%.

Нагнетание пара осуществляют через паронагнетательные скважины, оборудованные для работы с высокими значениями давления и температуры. Увеличение температуры приводит к прогреву пласта, снижению вязкости нефти, ее расширению. В процессе нагнетания в пласт насыщенного водяного пара образуются несколько зон (рисунок 1.2). Данные зоны имеют различные характеры насыщенности, также с удалением от нагнетательной скважины изменяются температура и характер механизма вытеснения.

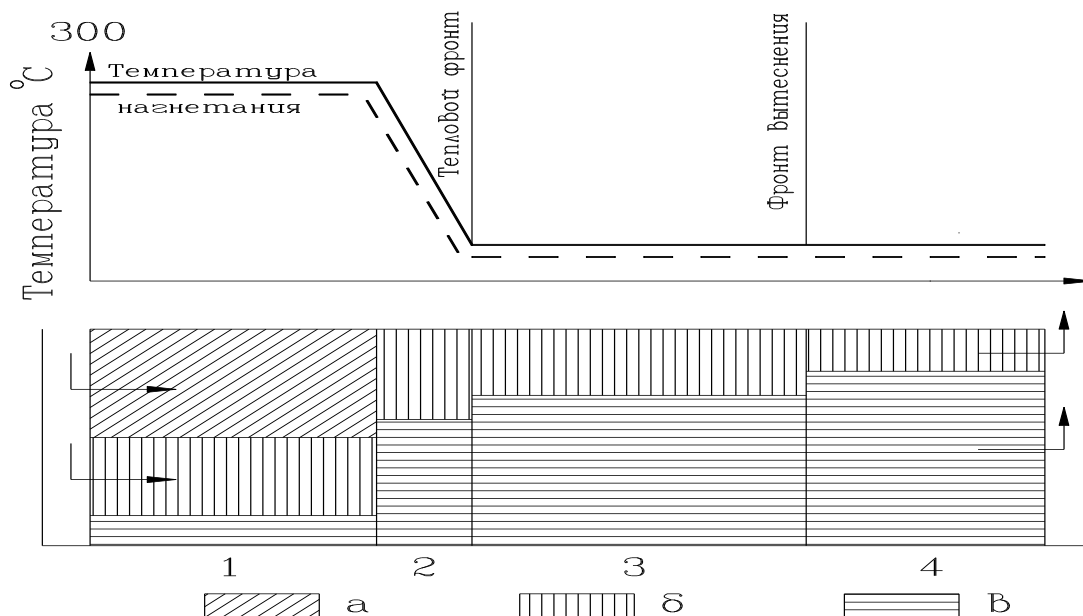


Рисунок 1.2 – Схема вытеснения нефти паром.

Условные обозначения: а – пар; б – вода; в – нефть.

Зоны: 1 – насыщенного пара; 2 – зона горячего конденсата; 3 – область, не охваченная тепловым воздействием; 4 – зона пластовых условий.

Первая зона характеризуется высоким значением температуры, до 400°C вблизи забоя нагнетательной скважины. По мере увеличения расстояния температура понижается до значений порядка 200°C. За счет высоких температур происходит испарения легких фракций нефти, в дальнейшем они насыщают водяной пар и двигаются по пласту до условной границы конденсации. Их конденсация способствует процессам вытеснения за счет их растворяющей способности.

Вторая зона является зоной горячего конденсата, температура здесь лежит в диапазоне от температуры начала конденсации ≈ 200 °C до значений пластовой температуры. Вытеснение нефти происходит горячим конденсатом воды.

В третьей зоне температура соответствует начальной пластовой. В данной зоне отсутствует тепловое воздействие. Вытеснение нефти происходит пластовой водой [4].

Эффективность применения не только этого, но и всех тепловых методов основывается на прогреве пласта, вследствие чего происходит снижение вязкости нефти, ее подвижности, изменение фазовых проницаемостей, расширение всех насыщающих пласт агентов.

Однако данный метод имеет несколько серьезных недостатков. Закачка насыщенного водяного пара в пласт требует серьезных капиталовложений. В первую очередь, требуется применение высококачественной воды с высокой степенью очистки необходимой для исправной работы парогенераторов и получения пара с теплоемкостью 5000 кДж/кг и насыщенностью 80%. Основными требованиями к воде являются полное отсутствие органических веществ и растворенных газов, содержание твердых взвешенных частиц – менее 0,005 мг/л. Также вода должна быть обессолена и обладать нулевой жесткостью (полное отсутствие ионов кальция и магния). Расходы по подготовке воды могут занимать до 35% от суммарных. При воздействии паром на пласт, сложенный песчаником, в процессе вытеснения к добывающим скважинам есть вероятность выноса песка к забоям добывающих скважин, это

может привести, как к загрязнению призабойных зон, так и к выходу из строя насосов. При воздействии на глинистые пласты возможно их набухание, что приведет к снижению проницаемости [8].

При вытеснении паром пласт в меньшей степени охвачен воздействием, чем при использовании в качестве теплоносителя воды, так как отношение подвижности воды и нефти лучше, чем отношение подвижности пара и нефти. Повышение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром – одна из основных проблем, требующих решения. Другая проблема связана с большими потерями теплоты через обсадные колонны скважин при нагнетании пара в пласт. Величина потерь составляет порядка 4% от начального количества теплоты на каждые 100 метров глубины скважины. Одним из возможных решений является термоизоляция, но при этом усложняется техническая сторона. Цемент должен обладать специальными добавками и являться термостойким, а цементирование скважин должно осуществляться по всему стволу полностью [23].

Поэтому основное ограничение использование пара в качестве теплоносителя является глубина залегания продуктивного пласта, он не должна превышать 1000 м. Так как при большей глубине потери теплоты составляют около 45%.

При использовании данного метода выбирают пласты со значениями толщин не менее 15 м, так как в процессе вытеснения при движении пара и конденсата будет осуществляться теплообмен с окружающими породами. В свою очередь пласты с малыми значениями толщин обладают большей поверхностью теплообмена по отношению к объему данного пласта, таким образом, большее количество энергии будет идти на нагрев окружающих пород.

1.4.3 Технологии пароциклического воздействия

Суть технологии заключается в циклическом нагнетании пара в пласт через добывающие скважины. Таким образом, происходит прогрев

призабойных зон, в результате чего снижается вязкость нефти и увеличивается приток к добывающим скважинам. Цикл обработки повторяется несколько раз на протяжении разработки месторождения [4]. Сам цикл состоит из закачки пара, объем необходимого пара в среднем составляет от 30 до 100 т на 1 метр толщины продуктивного пласта и варьируется от начального значения вязкости флюида. После этого скважину закрывают и выдерживают порядка одной или двух недель, время выдержки зависит от начальной температуры пласта, вязкости пластового флюида, за это время в пласте происходят процессы теплообмена, фазового перераспределения нефти и воды в пористых средах. Далее скважину эксплуатируют в течение двух трех месяцев. Число циклов приходящихся на одну скважину может достигать до 8, в некоторых случаях до 15 раз за три - четыре года. Однако эффективность пароциклического воздействия уменьшается с каждым новым циклом, если в первых циклах на одну тонну закачиваемого пара приходится добыча 12-15 тонн, то в последних циклах это значение уменьшается в 10-12 раз. Перепады давления в ходе цикла негативно сказываются на прочности цемента, что может привести к его разрушению и обрушению на забой скважины. Преимуществом данного метода является то, что эффект от нагнетания в пласт пара наблюдается сразу после прекращения закачки [3].

1.4.4 Метод парогравитационного дренажа (SAGD)

Технология парогравитационного дренажа (Steam Assisted Gravity Drainage) была разработана в Канаде и наиболее широкое распространение получила при добыче битумов. Суть технологии заключается в использовании двух горизонтальных скважин, пробуренных параллельно одна над другой и вскрывающих нефтенасыщенные толщи пласта [30].

Через верхнюю скважину осуществляется нагнетание в пласт горячего пара, таким образом, данная скважина является высокотемпературной паровой камерой, которая обеспечивает прогрев зоны около пласта. Вторая скважина

служит для сбора продукции. Расстояние между двумя горизонтальными стволами не менее 5 м, длина стволов может достигать до 1 км.



Рисунок 1.3 – Технология парогравитационного дренажа

Процесс подразделяется на несколько стадий. Первая стадия является подготовительной и заключается в прогреве зон около стволов обеих скважин. Это осуществляется за счет закачки горячего пара в обе скважины. Закачку перегретого водяного пара производят под давлением 8-15 МПа. За счет теплового воздействия снижается вязкость нефти, также происходит отчистка от парафинов. Это обеспечивает создание гидродинамической связи между скважинами. На втором этапе закачка пара производится уже только в нагнетательную скважину. Закачиваемый пар поднимается к верхней части продуктивного пласта, тем самым формируя постоянно увеличивающуюся в размерах паровую камеру [33].

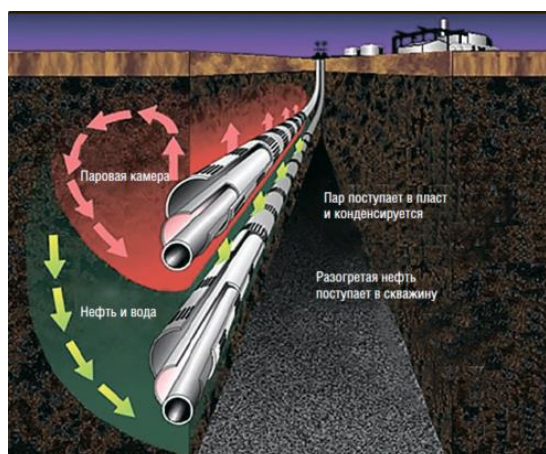


Рисунок 1.4 – Технология SAGD

Пар, при контакте с холодной породой нефтенасыщенных толщ за счет протекающих процессов теплообмена, начинает конденсироваться в горячую воду, эта вода вместе с разогретой и вытесненной нефтью под действием силы тяжести направляется к добывающей скважине. Рост паровой камеры проходит сначала в высоту до достижения пара непроницаемой покрышки, далее камера начинает увеличиваться в ширине. Таким образом, практически вся подводимая энергия расходуется на прогрев нефтенасыщенных толщ и потери теплоты минимальны.

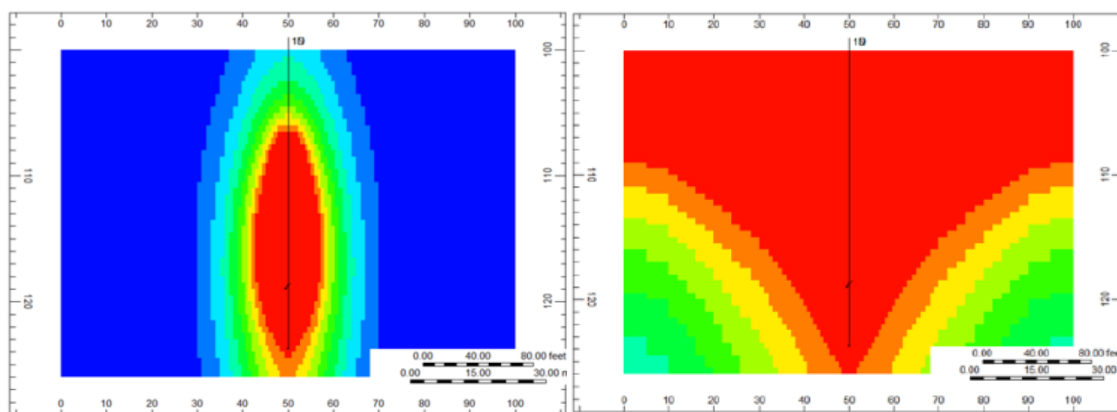


Рисунок 1.5 – Рост паровой камеры [40]

Однако, как и любая другая технология, парогравитационный дренаж имеет ряд ограничений, среди которых:

- глубина залегания продуктивных толщ не более 1300 м;
- отсутствие газовой шапки;
- пористость более 20%, проницаемость свыше 200 мД;
- низкое содержание глин;
- толщина пласта коллектора не менее 15 м;
- вязкость пластовой нефти не менее 50 мПа•с;
- плотность пластовой нефти не менее 900 кг/м³.

Также применение данной технологии неэффективно для заводненных участков, так большое количество энергии будет израсходовано на нагрев воды [29].

При применении данной технологии в промышленных масштабах перед компаниями стоят несколько ключевых проблем связанных с достижением

максимальной эффективности процессов теплопередачи; затраты на парогенерацию; очистка воды как для подготовки пара, так и для повторного использования.

На данный момент разработаны несколько модификаций технологии парогравитационного дренажа, среди которых стоит обратить внимание на следующие:

- парогравитационное воздействие с добавкой растворителя – Expanding Solvent SAGD (ES-SAGD);
- циклическая закачка пара и растворителя – Steam Alternating Solvent (SAS);
- извлечение нефти за счет добавления парообразного растворителя – Vapour Extraction (VAPEX).

Тенденция развития технологии направлена на учет геолого-физических конкретного объекта, соблюдение требований по охране окружающей среды. Следует отметить, что использование данной технологии требует больших ресурсов пресной воды, а также высокую степень очистки данной воды.

По итогу данный метод обладает рядом преимуществ, наиболее значимыми среди которых являются меньшие потери тепла, высокие показатели КИН (до 70-75 %), а также добыча ведется непрерывно, за исключением стадии предварительного прогрева [33].

1.4.5 Внутрипластовое горение

Данный метод основан на возможности проведения экзотермической реакции внутри пласта, за счет сжигания содержащихся в пласте тяжелых фракций нефти при нагнетании в пласт окислителя, как правило, в качестве окислителя применяется кислород. Основной задачей данного метода является образование и движение внутри пласта высокотемпературной зоны небольшого размера, в данном случае практически всю энергию идет на прогрев пласта, а не рассеивается в пространстве.

В ходе процесса горения в качестве топлива используют нефть, оставшуюся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов [20].

Технологическая сущность процесса заключается в поэтапном подходе к созданию контролируемого фронта горения. Вначале в пласт производят закачку воздуха, используя компрессоры. Производится оценка реакции пласта на закачку воздуха путем отбора проб и анализа газа, а также изменением температуры в добывающих скважинах. Следующим шагом является инициирование горения. Этого можно добиться несколькими методами: использование забойных электронагревателей различного типа, спускаемых в скважину на кабеле; использование забойной газовой горелки, ее спуск на забой осуществляется на двух концентрических рядах труб с целью отдельной подачи топлива и воздуха; использования энергии выделяющейся при экзотермических реакциях конкретных химических веществ – пирофоров [18].

Поддержание процесса внутрипластового горения и передвижение фронта по пласту осуществляется путем регулируемого нагнетания воздуха, необходимого для горения. Для поддержания горения концентрация кокса на 1 м³ породы может составлять от 20 до 40 кг и необходимое количество воздуха от 330 до 500 м³. В ходе процесса зона горения от нагнетательной скважины перемещается радиально по пласту в сторону добывающих. Вытеснение нефти и воды к добывающим скважинам происходит под действием образованных в ходе горения горячих газов. За счет сгорания коксоподобных остатков удается достичь температуры фронта горения порядка 460-500°С. Под действием такой высокой температуры в пласте происходит следующее:

1. Уменьшение вязкости нефти, что способствует ее вытеснению;
2. Фазовый переход пластовой воды в пар;
3. В зоне перед фронтом горения, переход наиболее легких компонентов нефти в газовую фазу;

4. Реакции термического крекинга;
5. Плавление парафинов и асфальтенов;
6. Образование выжженной зоны за фронтом горения.

Методы внутрипластового горения классифицируют по направлению нагнетания окислителя в продуктивный пласт:

1. Прямоточное внутрипластовое горение.

В этом случае направление движения горения и закачки окислителя совпадают, т.е. и очаг горения, и подача кислорода в пласт происходят через нагнетательную скважину к окружающим эксплуатационным. Считается, что данный вид внутрипластового горения применим для нефти, обладающей сравнительно не высокой плотностью. Вытеснение происходит перед фронтом горения, а так как в этой зоне температура приближается к пластовой, эффективность процесса падает.

2. Противоточное внутрипластовое горение.

Как следует из названия, в данной вариации метода фронт горения перемещается от забоев эксплуатационных скважин к нагнетательной, но закачка воздуха осуществляется через нагнетательную скважину. Преимущество этого случая заключается в том, что прогретая зона находится перед фронтом горения, что способствует процессам вытеснения.

В настоящее время широкое распространение получает метод влажного внутрипластового горения. Основной идеей данного вида горения является внутрипластовое парогенерирование. Это достигается путем совместной закачки воздуха и определенного количества воды, которая за счет высоких температур горения переходит в пар. Эффективность процесса заключается в том, что пар, уносимый образованным в процессе горения газом, переносит большое количество тепла по пласту, тем самым образуя большие зоны прогрева перед фронтом горения. Это повышает эффективность процессов извлечения нефти и теплопереноса по пласту.

Соотношения закачиваемой воды и воздуха определяются конкретно для каждого случая исходя из геолого-физических и технологических условий. В

среднем на каждые 1000 м³ воздуха закачивают не более 5 м³ воды, помимо этого добавление воды способствует уменьшению расхода закачиваемого воздуха в 1,5-2,5 раза [6].

В процессе внутрипластового горения образуются несколько зон, отличающихся температурой (рисунок 1.6):

1. Зона, оставшаяся позади фронта горения, характеризующаяся остатками несгоревшей нефти. В данной зоне происходит нагрев закачиваемого воздуха теплотой, оставшейся после фронта горения.

2. Зона с наиболее высокой температурой – зона горения, температура от 350°C и выше. Передача теплоты в основном осуществляется за счет конвекции.

3. Зона испарения пластовой воды и связанной воды. В зависимости от температуры и давления может образовываться как сухой, так и влажный пар. Также здесь происходят реакции крекинга остаточной нефти и разгонка нефти на фракции.

4. Зона конденсации, в данной зоне происходит падение температуры, что приводит к конденсации углеводородов и паров воды. Агентами вытеснения нефти и воды служат несконденсированные газы и газы, образованные в процессе горения (углекислый, угарный газ, азот).

5. Зона с повышенной водонасыщенностью.

6. Зона с наибольшим содержанием нефти, вытесненной по мере движения фронта горения.

7. Зона, обладающая начальной температурой.

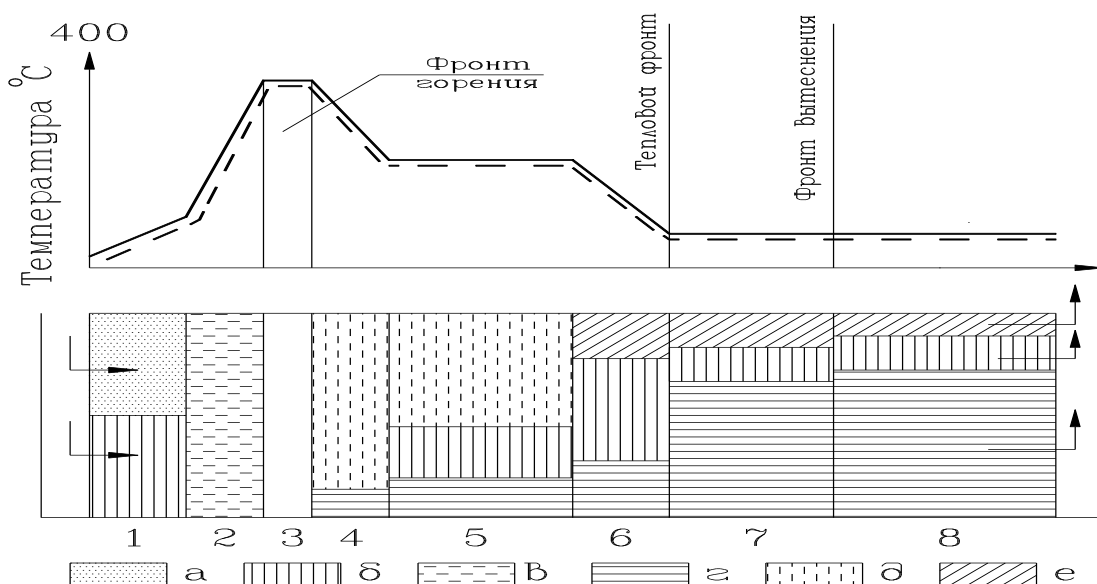


Рисунок 1.6 – Условные обозначения: а – воздух; б – вода; в – смесь пара и воздуха; г – нефть; д – смесь пара и газов горения; е – газы горения.

Зоны: 1 – фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2,4 – перегретого пара; 5 – насыщенного пара; 6 – вытеснение нефти горячей водой; 7 – вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 8 – фильтрация нефти при начальных условиях; 3 – фронт горения

Как и любой другой метод, внутрислоевого горения имеет свои преимущества, а также ряд отрицательных факторов [21].

Первой по значимости является проблема, связанная с обеспечением безопасности при проведении работ. Основную опасность представляет взрыв горючей смеси при потреблении кислорода.

Во-вторых, процесс внутрислоевого горения на данном этапе является слаборегулируемым. Процесс горения в пласте также является трудноуправляемым. При прорывах воздуха через водяные слои, возможно, образование вторичных фронтов горения в различных участках пласта. Ситуация усугубляется тем, что также отсутствуют технические средства контроля и управления процессом внутрислоевого горения.

В-третьих, проблемы связанные с последующей эксплуатацией скважин. Высокая температура, образованная в процессе горения, а также наличие углекислого газа способствуют созданию условий для коррозии погружного и

наземного оборудования. Также закачка в пласт воздуха и воды в случае влажного внутрипластового горения, способствуют образованию стойких множественных эмульсий.

В-четвертых, процесс внутрипластового горения сопряжен с проблемами охраны окружающей среды: возможные утечки закачиваемых агентов, в вышележащие горизонты или на поверхность; в процессе горения образуются такие вредные продукты, как сероводород, диоксид серы, бурый газ. Таким образом, возможно загрязнение воздушной среды и отравление водоносных горизонтов питьевых вод.

Применение метода внутрипластового горения также имеет ряд ограничений:

- отсутствие газовой шапки;
- толщина продуктивного пласта более 3 метров;
- глубина залегания пласта от 150 до 1800 метров;
- проницаемость более 0,1 мкм²;
- первоначальная обводненность не должна быть более 40%;
- пористость пласта более 18%.

От пористости и проницаемости пласта зависит скорость движения фронта горения. Проведенные исследования показали, что наиболее благоприятными являются треугольные сетки скважин. Также преимуществом обладают рядные системы размещения скважин, они позволяют увеличить охват пласта, как вытесняющим воздействием, так и процессом горения [20].

1.5 Холодные методы

Поиск альтернативных способов добычи необходим в силу того, что тепловые методы добычи имеют ряд недостатков и ограничений, а именно:

- эффективность использования теплоносителей уменьшается с ростом глубины залегания продуктивных пластов;

- низкая эффективность при воздействии на пласты с высокой неоднородностью, имеющие низкие значения нефтенасыщенных толщ и фильтрационно-емкостных свойств;
- соблюдение требований охраны окружающей среды;
- неэффективность применения на месторождениях с зоной вечной мерзлоты.

1.5.1 Полимерное заводнение

В лабораторных и промысловых испытаниях была не раз доказана эффективность полимерного заводнения. Полимерное заводнение является вторичным методом, наибольшая эффективность наблюдается при использовании закачке полимера на ранней стадии заводнения при высоких показателях нефтенасыщенности. Основной задачей полимера является изоляция высокопроницаемых участков и снижение отношения подвижностей воды и нефти. Наибольшее промышленное распространения получили полимеры двух классов: полиакриламиды и полисахариды (биополимеры).

Наиболее широкое распространение получил полиакриламид (рисунок 1.7). Данный полимер образовывается из акриламидных субъединиц ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$), внешне представляет собой белые гранулы или порошок. Не обладает токсичными свойствами. Спектр применения полиакриламида очень широк, от медицины до производства линз.

Применение в качестве полимера полиакриламида имеет ряд следующих преимуществ:

- Относительная дешевизна технологии, не требуется использование дорогостоящего оборудования, возможно использование обычного серийного оборудования;
- Полиакриламид является экологически безопасным, также подвержен биологическому разложению, класс опасности ПАА – IV;
- Не вызывает осложнений при процессах сбора и подготовки нефти;

➤ Технология, основанная на использовании порошкообразного ПАА, всесезонна, что является одним из наиболее важных преимуществ для сложных климатических условий большинства нефтеносных провинций России.

Эти преимущества объясняют столь широкое применение данного полимера.

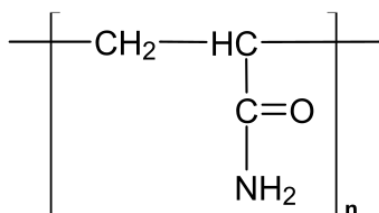


Рисунок 1.7 – Элементарное звено макромолекулы полиакриламида

Главным минусом применения полиакриламида является его деструкция при высоких температурах, а также механическая деструкция. Помимо этого эффект водоизоляции при применении полиакриламида составляет всего 2–3 месяца.

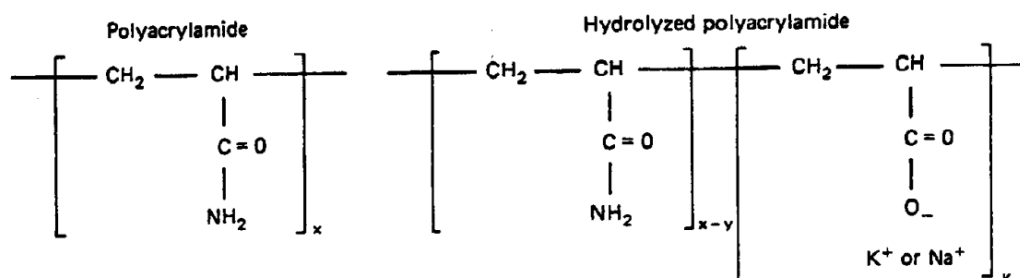


Рисунок 1.8 – Частично гидролизованный полиакриламид

Применение полимерного заводнения показывает наибольшую эффективность в условиях:

1. Значение пластовой температуры менее 93°C;
2. Вязкость нефти в пластовых условиях менее 300 мПа•с;
3. Плотность нефти в пластовых условиях 898 – 986 кг/м³;
4. Проницаемость более 100 мД;
5. Пористость 15 – 30 %;
6. Нефтенасыщенная толщина пласта должна составлять от 3 до 30 м.

Однако использование полимерного заводнения сопряжено с рядом возникающих проблем:

- снижение приемистости нагнетательных скважин;
- потери полимера за счет адсорбции;
- набухание глин;
- повышение устойчивости эмульсий.

Одним из возможных решений данных проблем служит использования различных вариаций комбинированных растворов на полимерной основе.

1.5.2 Щелочное-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение

Метод щелочного-ПАВ-полимерного (alkaline-surfactant-polymer ASP) заводнения был разработан еще в начале девяностых годов, однако широкое развитие начал набирать в последнее десятилетие. Как видно из названия метода, суть заключается в совместном использовании при полимерном заводнении дополнительных компонентов, таких как щелочь и ПАВ. При этом каждый из компонентов выполняет определенные функции [1].

Полимерная основа служит для изоляции промытых участков коллектора и в качестве агента вытеснения. Также как и при обычном полимерном заводнении используются два типа полимеров: полисахарид - (ксантановая смола) и полиакриламид. В роле ПАВ используют алкилбензолсульфонат, нефтяной сульфонат, додецилсульфат натрия (ДДСNa).

В свою очередь контакт раствора щелочи с нефтью приводит к образованию природных ПАВ, снижающих межфазное натяжение между водой и нефтью, что способствует образованию эмульсий. При контакте щёлочи с породой коллектора осуществляется смена характера смачиваемости, то есть гидрофилизация пористой среды, что приводит к более полному взаимодействию нефти с ПАВ. Гидрофилизация пористой среды увеличивает коэффициент вытеснения нефти водой [30].

Также в лабораторных [42] условиях было выявлено, что наличие щелочных растворов смещает в положительную сторону фазовые проницаемости воды и нефти. Благодаря наличию щелочи происходит

улучшение активности ПАВ, а также снижение истощения полимера и уменьшение адсорбции ПАВ. Наиболее часто в качестве щелочи используют гидроксид натрия (едкий натрий NaOH), силикат натрия, гидроксид аммония и т.д.

Процесс ASP заводнения проводится в несколько этапов:

➤ Предварительное заводнение. Закачка воды определенной солености для изменения солености воды коллектора с целью уменьшения потерь ПАВ при последующей закачке оторочки АСП и/или уменьшения риска солеотложения при взаимодействии пластовой воды с раствором АСП;

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

➤ Закачка оторочки полимерного раствора. Такой раствор закачивается с целью вытеснения оторочки АСП и мобилизованной нефти в направлении добывающих скважин;

➤ Закачка воды (можно из системы ППД) для поддержки пластового давления при дальнейшем вытеснении растворов АСП и полимера к добывающим скважинам.

Таким образом, применение данных компонентов позволяет комплексно воздействовать на эффективность процессов вытеснения, полимерная составляющая увеличивает охват пласта воздействием, щелочь и ПАВ способствуют вытеснению остаточной нефти из обводненных пластов, за счет снижения поверхностного натяжения до предельно низких значений 0,05-0,01 мН/м.

Следует отметить, что данная технология имеет ряд существенных недостатков, главными из которых можно считать [1]:

- потеря химических реагентов:
 - адсорбция на породах коллектора;
 - потери при закачке в непродуктивные зоны;

- невозможность применения при температурах выше 70°C;
- некоторые компоненты раствора обладают слабой биоразлагаемостью;
- сравнительно высокие эксплуатационные затраты:
 - стоимость ПАВ 3-5\$ за 1 кг;
 - полимер 4-6\$ за 1 кг;
 - стоимость химических реагентов в растворе 50-80\$ за м³;
- понижение приемистости скважин:
 - закупоривание призабойной зоны скважины полимером;
 - образование вязких эмульсий;
 - образование солей;
 - закачка вязкого раствора.
- усложнение процесса разработки месторождения:
 - процесс подготовки нефти усложняется за счет образования стойких эмульсий;
 - соблюдение требований по подготовке закачиваемого раствора;
 - проблемы логистического характера;
 - высокая концентрация щелочи способствует образованию солей.

Данная технология является перспективной и может составить конкуренцию тепловым методам увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения ASP обеспечивается рациональным подбором компонентов раствора для условий каждого конкретного месторождения. В Канаде и Китае применение данного метода при полномасштабных испытаниях позволило получить прирост КИН в диапазоне 15-24% [43].

1.5.3 Метод закачки растворителя в условиях гравитационного дренажа (Vарех)

Данный метод является ветвью развития технологии парогравитационного дренажа. Основное различие заключается в том, что

вместо пара производят закачку углеводородного растворителя (vapour extraction). Для экономической эффективности целесообразно закачивать растворители, добываемые на соседних месторождениях. Также как и в методе парогравитационного дренажа используются две горизонтальных скважины параллельных друг другу. Верхняя скважина является нагнетательной, через нее производят закачку легких углеводородных растворителей (этана, пропана или бутана), таким образом, создается камера–растворитель. Нефть разжижается за счет диффузии в ней растворителя, далее под действием силы тяжести смесь поступает к добывающей скважине. КИН данного метода составляет до 0,6.

Данный метод может применяться также и для одиночной горизонтальной скважины, различных комбинаций вертикальных и горизонтальных скважин. Использование растворителей позволяет существенно снизить энергозатраты в сравнении с методом парогравитационного дренажа, помимо этого еще одним преимуществом данного метода является возможность применения для пород коллекторов с высоким содержанием глин. Наиболее благоприятными условиями для применения данного метода являются:

- толщина пласта коллектора более 12м;
- горизонтальная проницаемость более 1000 мкм²;
- вертикальная проницаемость более 200 мкм².

Однако и при использовании этого метода возникают определенные сложности, связанные с прорывом растворителя к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам, это осложняет создание устойчивого фронта вытеснения. Одними из решений являются применение потокоотклоняющих технологий или повышение вязкости самого растворителя. Основными критериями при выборе растворителя для применения в трещинно-поровых коллекторах являются:

- стоимость растворителя;

- состав растворителя (обязательно наличие ПАВ и ароматических УВ);
- вязкость растворителя должна быть достаточна для образования равномерного фронта вытеснения;
- должен быть устойчивым к влиянию низких и высоких температур.

2 ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Как было сказано выше применение того или иного метода увеличения нефтеотдачи зависит от геологических условий месторождения, таких свойств продуктивного пласта, как проницаемость, эффективная толщина, пористость, степени обводненности, литологической характеристики и много другого.

2.1 Опыт по применению вытеснения высоковязкой нефти с помощью горячей воды.

2.1.1 Краткая геологическая характеристика месторождения Северные Бузачи

Месторождение Северные Бузачи расположено в северо-восточной части Каспийского моря на территории Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Каражанбас, Каламкас. Месторождение было открыто в 1977 году, однако вследствие экономической целесообразности было законсервировано.

Наибольшими запасами характеризуются юрские отложения, представленные пластами Ю1, Ю2, при этом пласт Ю3 является водонасыщенным. Отложения формируют единую гидродинамическую систему, залежи приурочены к стратиграфическим. Вследствие схожести свойств пластового флюида и характера распространения пластов по площади, принято рассматривать их как единый объект разработки – среднеюрскую залежь.

Литологический состав представлен песчано-алевролитовыми породами. Пласты Ю1 и Ю2 простираются практически по всей площади, за исключением юго-восточного района, здесь мощность юрских отложений резко уменьшается, за счет выступающих триасовых. В среднем скважины вскрывают от 4 до 12

прослоев, мощность прослоев песчаника составляет в среднем 3 метра. В целом по объекту отмечается высокая зональная неоднородность по проницаемости.

Более подробно средние геолого-физические характеристики представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Средние геолого-физические свойства среднеюрской залежи месторождения Северные Бузачи

Параметры	Значения
1	2
Средняя глубина залегания, м	470
ГНК, м	(-428) – (-436)
ВНК, м	
Тип залежи	пластовая сводовая тектонически- экранированная
Тип коллектора	терригенно-поровый
Средняя общая толщина, м	68,9
Средняя эффективная толщина, м	28,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	21,3
Пористость, доли ед.	0,34
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,73
Проницаемость, мкм ²	2,43
по данным гидродинамических исследований	
по данным исследования керна	0,948
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,47
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,0
Пластовая температура, °С	31
Начальное пластовое давление, атм	52
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	320
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	937,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,029
Содержание серы в нефти, %	2,2
Содержание парафина в нефти, %	1,8
Давление насыщения нефти газом, атм.	22,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	7,39
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1040
Средняя продуктивность, м ³ /(сут·атм)	1,05
Средняя удельная продуктивность, м ³ /(сут·атм)/ м	0,018

Текущая разработка осуществляется по варианту, который предусматривает:

- использование девятиточечной системы разработки;

- постепенный переход на закачку горячей воды температурой 90°C, начиная с 2012 года;

- уплотнение сетки скважин до 1,56 га/скв.

Свойства пластовой нефти представлены в таблице 2.

Таблица 2.2 – Свойства пластовой нефти юрских отложений

Параметры	Значения
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	320
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	920,1
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	937,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,029
Содержание серы в нефти, %	2,2
Содержание парафина в нефти, %	1,8
Давление насыщения нефти газом, атм.	22,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	7,39

Разработка объекта началась в 1999 году. В 2008 году началось бурение уплотняющего фонда с сокращением межскважинного расстояния с 250 до 125 метров. Далее в середине 2011 начались массовые работы по бурению горизонтальных скважин. На объекте в основном используется система внутриконтурного площадного девятиточечного заводнения, также встречаются участки с пятиточечной. Динамика основных технологических показателей юрского объекта представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Динамика основных технологических показателей

2.1.2 Результаты применения закачки горячей воды

Выбор воды в качестве теплоносителя на данном месторождении обусловлен определенными ограничениями ресурсов, таких как затраты на обеспечение стабильной работы паронагнетательных установок, также воды данной территории отличаются высокой степенью минерализации, что в свою очередь требует дополнительных расходов на ее очистку.

Перед проведением полномасштабных испытаний, были проведены комплексные фильтрационные исследования, доказавшие экономическую целесообразность применения данной технологии, ожидалось увеличение коэффициента вытеснения на 15%.

Вязкость нефти в пластовых условиях при температуре 31°C составляла 320 мПа·с. При повышении температуры до 50 °С вязкость нефти понижалась в среднем до значений порядка 160 мПа·с. Также была произведена оценка распространения теплового фронта от нагнетательной скважины, результаты представлены на рисунке 2.2.

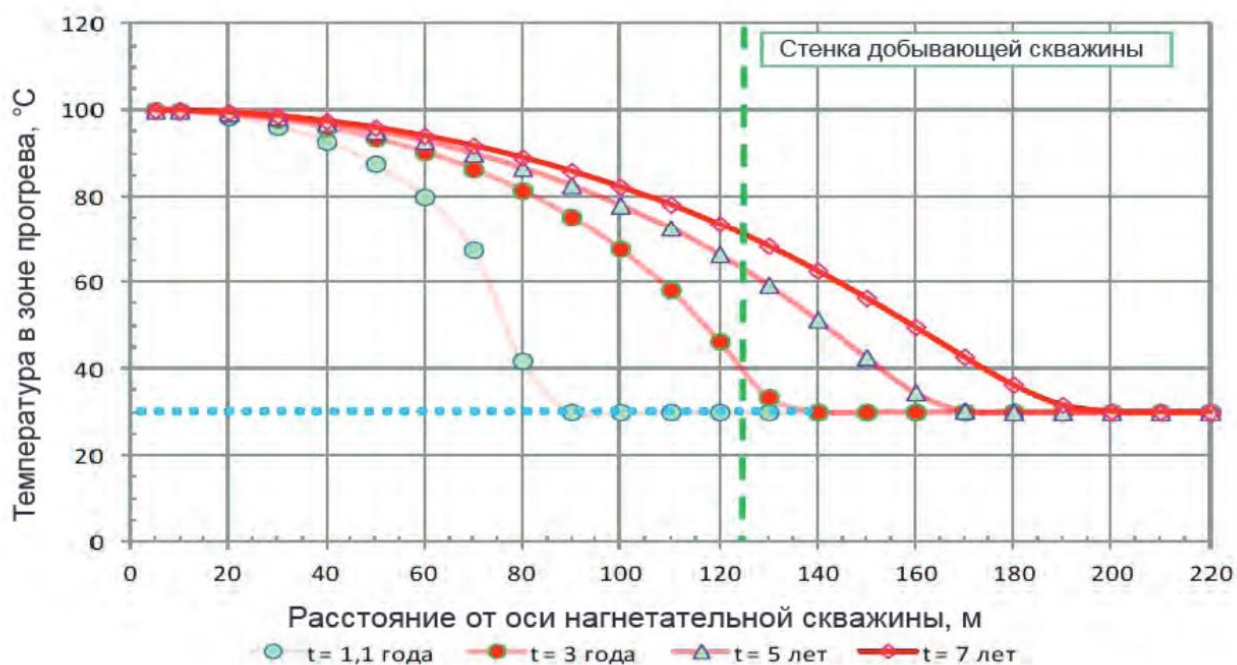


Рисунок 2.2 – Прогрев пласта

Как видно из графика, для прогрева нефти до 40°C необходимо около 3 лет непрерывной закачки горячей воды, а до температур 60-70°C порядка 6 лет. Реальные данные подтвердили правильность прогноза.

Однако в последние пять лет при росте добываемого количества жидкости, роста добычи по нефти не наблюдается, обводненность продукции составляет около 91,5%. КИН на конец 2018 года составлял 0,073 д.е., при этом проектное значение составляет 0,319 д.е., однако при перерасчете сторонней компанией КИН составил 0,143 д.е.

Опираясь на приведенные выше данные, можно сделать вывод, что закачка горячей воды с температурой 90°C не оказала должного воздействия на пласт. Причин этому может быть несколько, основными среди них являются:

- В проектном документе не в полной мере были учтены теплотери возникающие внутри ствола скважины при закачке горячей воды. По факту температура на забое нагнетательных скважин составляла 74-77°C, в проектном документе ее значение было 88-90°C.

- Не корректно был оценен коэффициент вытеснения. Фильтрация преимущественно проходила по высокопроницаемым пропласткам, что мешало созданию равномерного теплового фронта вытеснения.

- Прокаченный поровый объём. Согласно проектному документу будет прокачено всего 2,6 поровых объемов нефтенасыщенного коллектора. По оценкам компании КОНКОРД эта доля будет составлять всего 0,65.

На данном примере видно, что применение воды в качестве теплоносителя требует точных расчетов и высокой степени изученности геологических особенностей объекта.

В сложившейся ситуации для повышения выработки запасов на месторождении Северные Бузачи наиболее перспективными являются работы, направленные на:

- оптимизацию существующей системы заводнения, с целью исключения возникающих языков обводнения при прорывах воды по промытым участкам к забоям добывающих скважин;

- изменение направления движения фильтрационных потоков;
- повышение вязкости вытесняющего агента;
- выравнивание профилей приемистости, использование гелей и полимерных составов.

2.2 Опыт применения площадной закачки пара и пароциклической обработки на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения

2.2.1 Краткая геологическая характеристика Усинского месторождения

Месторождение расположено в Республике Коми, было открыто в 1963 году. Месторождение приурочено к антиклинальной складке, размеры которой составляют 50 x (5-9) км, средняя высота составляет 400 м.

Наибольшими запасами обладают терригенные отложения среднего девона и карбонаты нижней перми, на них соответственно приходится 26% и 73% от балансовых запасов. Извлекаемые запасы разделены в соотношении 55% на долю среднего девона, 44% – на пермо–карбоневую залежь.

Пермо-карбоневая залежь является одной из крупнейших и сложных объектов, которые разрабатываются в Тимано–Печорской провинции. Характеризуется значительной неоднородностью, как по площади, так и по разрезу толщи. Глубина залегания составляет 1200–1500 метров, коллектор представлен карбонатами трещинно-кавернозно-порового типа. Саму залежь классифицируют как сводовую, массивную, с размерами 15,5 x 9 км. Толщина нефтеносных известняков достигает 170 метров. Более подробные данные по залежи приведены в таблице 2.3.

Ниже приведены физико-химические свойства нефти пермо–карбоневой залежи. Как видно из таблицы нефть недонасыщена газом. Значения вязкости пластовой нефти изменяются от 65 до 1400 мПа·с сверху вниз по разрезу. Нефть классифицируется как сернистая, малосмолистая, малопарафинистая.

Таблица 2.3 – Геолого-физическая характеристика пермокарбонной залежи Усинского месторождения

Параметры	Значения
Абсолютная отметка кровля (интервал изменения), м	(-961) - (-1511)
абсолютная отметка ВНК, м	-1310,0
тип залежи	пластово - массивная сводовая трещинно-кавернозно-поровый
Тип коллектора	
Площадь нефтеносности, 10^3 м^2	110 501
Средняя общая толщина, м	283,60
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	72,1
Коэффициент гранулярности, доли ед.	0,304
Коэффициент расчлененности, доли ед.	51,06
Средний коэффициент проницаемости (по керну), 10^{-3} мкм^2	433,8
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности (по ГИС), ед.	0,77
Начальная пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$	21
Начальное пластовое давление, МПа	14,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,5
Газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$	23,1
Плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	933,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	962,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, $\text{МПа}\cdot\text{с}$	324
Коэффициент вытеснения нефти пластовой водой, доли ед.	0,3

Таблицы 2.4 – Физико-химические свойства

Показатели	Пермо-карбонная залежь
плотность при 20°C , $\text{кг}/\text{м}^3$	955
вязкость нефти $\text{МПа}\cdot\text{с}$, в условиях:	
поверхностных	1186-6614
пластовых	710
газовый фактор, $\text{м}^3/\text{т}$	22,4
давление насыщения, МПа	7,66
массовое содержание, %:	
серы	2,5
смола	3
асфальтенов	6
парафинов	0,26

По состоянию на сентябрь 2017 года пермо-карбонная залежь в основном разрабатывается на естественном режиме, лишь 15% площади разрабатывают с использованием тепловых методов.

2.2.2 Результаты использования тепловых методов

Для разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения применяют следующие тепловые методы:

- площадная закачка пара;
- пароциклическую обработку;
- технологии парогравитационного дренажа.

Площадную закачку пара начали использовать с 1992 года, данная технология является одной из основных, используемых на данном месторождении. Динамика показателей по добыче и закачке представлены на рисунке 2.3.

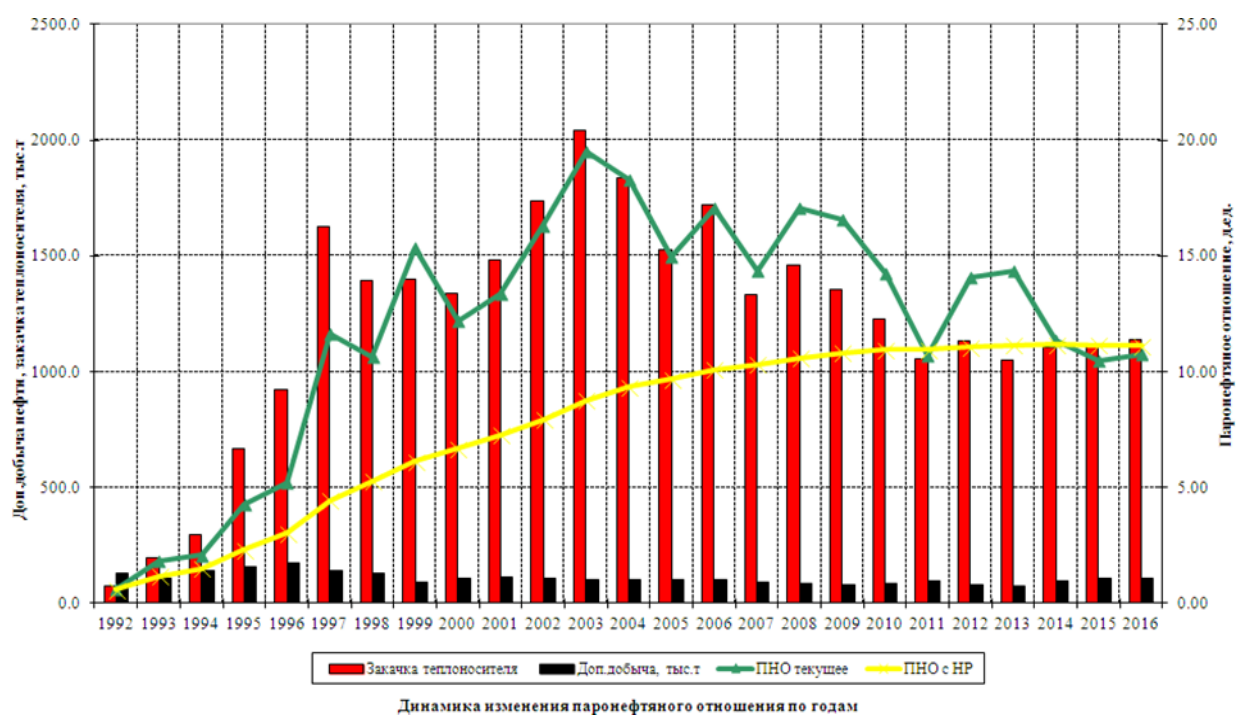


Рисунок 2.3 – Динамика добычи нефти и закачки теплоносителя

Закачка пара осуществляется во внутреннюю часть залежи. На 2017 год эксплуатационный фонд состоит из 50 нагнетательных скважин, добывающих – 199. Используется обращённая девятиточечная система разработки. Эффективность использования площадной закачки пара подтверждается значениями КИН. Для участка паротеплового воздействия текущий КИН составляет 0,235 д.е., в то время для участков, разрабатываемых естественным режимом – 0,112 д.е. Ниже представлена сравнительная таблица участков.

Таблица 2.5 – Сравнение показателей участков

Участок	КИН текущий, д.е.	КИН конечный, д.е.	обводненность, %	Рпл. текущее, МПа	Q нефти, т/сут
Естественный режим	0,112	0,133	71	8,7	8,1
Использование тепловых методов	0,235	0,330	75	8,9	7,8

Пароциклическую обработку используют для скважин, расположенных у краевой зоны залежи. Технология состоит из трех последовательных стадий, среди которых закачка пара, далее следует выдержка скважины до полной конденсации закаченного пара, завершением является спуск глубинного насосного оборудования и добыча нефти. В 2016 году компанией «ПермНИПИнефть», которая является филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» был разработан технологический регламент по проведению пароциклических обработок скважин пермо-карбоновой залежи. Были определены следующие критерии применимости и технологические параметры:

- глубина залегания продуктивного пласта не должна превышать 1500 м;
- эффективная толщина не менее 7 м;
- пористость более 15%;
- коэффициент проницаемости более 0,05 мкм²;
- обводненность менее 85%;
- радиус искривления скважины не более 200 м;
- максимальный зенитный угол не должен превышать 35°;

Технологические параметры закачиваемого пара:

- температура пара 300°С;
- давление 8 МПа;
- сухость закачиваемого пара 0,7;
- темп закачки пара 200 т/сут;
- объем закачиваемого пара на 1 метр вскрытого пласта 150–200 т.

Для достижения данных параметров на месторождении используют парогенераторы стационарные (до 20 тонн пара в час) и мобильные (до 10 тонн пара в час).

В период с 2014 по 2017 года было проведено порядка 295 ПЦО (рисунок 2.4), средний прирост составил 13,3 т/сут, (таким образом дополнительная добыча нефти на одну скважину составила 1772 тонны). Такой результат удалось получить за счет применения дополнительных химических композиций «НИНКА» и «ГАЛКА». Использование данных химических композиций увеличило эффективность пароциклических обработок в полтора раза.

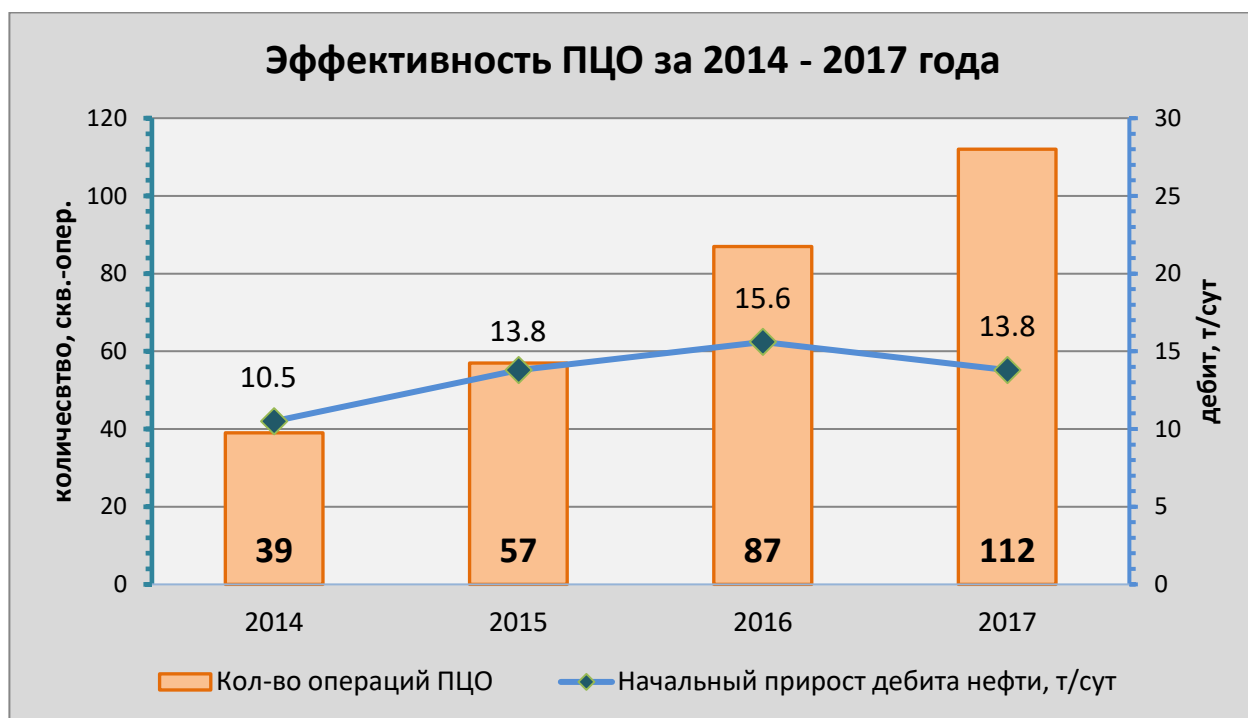


Рисунок 2.4 – Эффективность ПЦО

Основой композиции «НИНКА» являются ПАВ, применение которых позволяет снизить межфазное натяжение на границе фаз, благодаря этому происходит снижение вязкости нефти, увеличение охвата пласта. Помимо ПАВ основу системы составляют карбамид, вода и аммиачная селитра. Данные компонент способны образовывать непосредственно в пласте углекислый газ, который понижает вязкость нефти, и щелочную буферную систему, которая в

сочетании с ПАВ способствует разрушению высоковязких слоев на границе фаз.

Таким образом, применение пароциклических обработок скважин имеет ряд преимуществ, среди которых особенно выделяются следующие:

- в среднем увеличение дебиты скважин после ПЦО увеличились в 3 раза;
- высокие значения дебитов поддерживались от 6 до 12 месяцев;
- возможно проведение от 9 до 15 повторных циклов;
- технология применима как для ВС, так и для ГС.

Среди недостатков наиболее значимыми являются стоимость парогенерирующих установок, ограничение применения, тенденция к снижению дебитов при повторных ПЦО.

На двух миниучастках месторождения проходит испытание модифицированной технологии парогравитационного дренажа. На участке «А» используют три параллельных друг другу скважины. Две из них расположены в одной горизонтальной плоскости и служат для извлечения продукции. Через третью скважину производят закачку горячего пара. Таким образом, реализуется технология обратного парогравитационного дренажа.

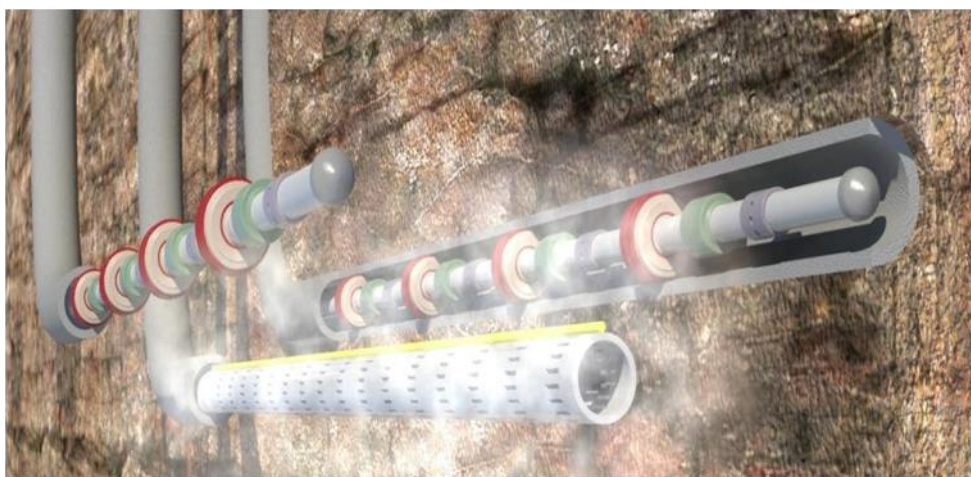


Рисунок 2.5 – Эффективность ПЦО

На участке «В» две скважины используют для горизонтальные скважины для нагнетания и две для сбора продукции – перпендикулярный парогравитационный дренаж.

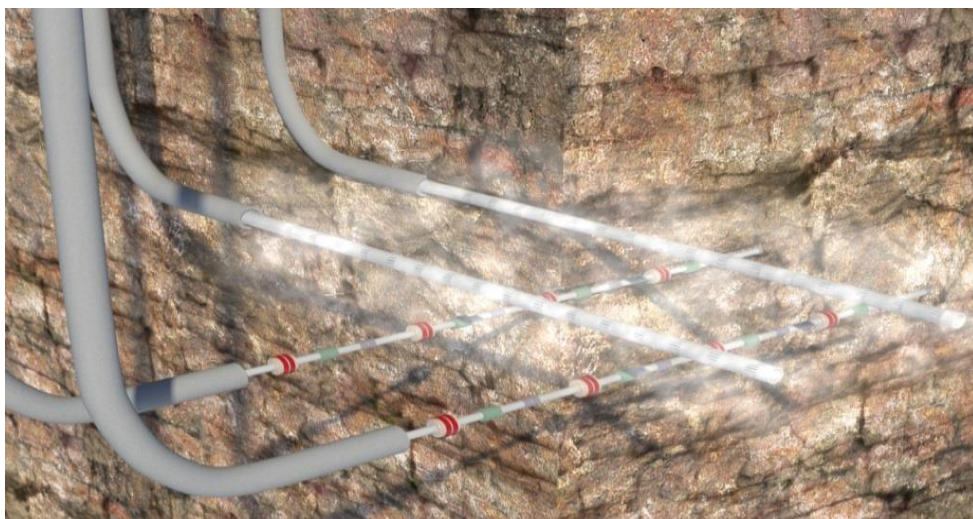


Рисунок 2.6 – Эффективность ПЦО

В рамках проектно-технологического документа планируется испытание усовершенствованных методов дренажа. Ожидаем эффект за 2019 – 2020 года оценивается в 547,8 тыс.т. нефти.

2.3 Пилотный проект по применению полимерного заводнения на Москудьинском месторождении

2.3.1 Краткая геологическая характеристика Москудьинского месторождения

Месторождение было введено в разработку в 1979 году. В настоящее время месторождение находится на третьей стадии разработки. Объект разработки характеризуется сложным геологическим строением, обладает большим количеством зон замещения коллектора непроницаемыми породами. Литологический состав продуктивных толщ представлен преимущественно песчаниками и алевролитом, тип коллектора – терригенный. Глубины залегания пластов Тл_{2-б} и Тл_{2-а} соответственно составляют 1481 и 1471 м. Толщина пласта Тл_{2-б} изменяется в диапазоне от 25 до 9,5 метров, при этом значения эффективной нефтенасыщенной толщи от 13 до 1 метра, число пропластков доходит до 7. В свою очередь толщина пласта Тл_{2-а} лежит в диапазоне от 8 до 12 метров, а максимальное значение эффективной толщины составляет 5

метров. Однако пласт отличается меньшей расчленённостью, максимальное число пропластков – 2. Фильтрационно-емкостные свойства пластов приведены в таблице.

Таблица 2.6 – Средние значения коллекторских свойств продуктивных пластов.

Пласт	Доля коллектора, %	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Эффективная толщина, м
ТЛ _{2-б}	58	22,1	698	2,5
ТЛ _{2-а}	52	20,9	547	2,4

Более подробная геолого-физическая характеристика приведена в таблице №2.7.

Таблица 2.7 – Геолого-физическая характеристика залежи

Параметр	Значение
тип залежи	пластово-сводовая
тип коллектора	терригенный
проницаемость, мкм ²	0,660
пористость, д.ед	0,21
средняя общая толщина, м	21
средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,8
площадь нефтеносности, тыс.м ²	64100
пластовая температура, °С	29
начальное пластовое давление, МПа	14,9
объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,026
давление насыщения нефти газом, МПа	8,2
газосодержание, м ³ /т	15
вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	68
плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	909
вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,48
плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1170

Содержание серы и парафина в нефти составляет 3% и 3,5%. Для проведения опытно-промышленных работ по полимерному заводнению была выбрана южная часть месторождения.

2.3.2 Результаты проекта по полимерному заводнению

На опытно промышленном участке находились 2 нагнетательные и 16 добывающих скважин. Обводненность продукции участка составляла 70-82%, пластовое давление на начало опытно-промышленных работ 13,1 МПа. Суммарная приемистость нагнетательных скважин составляла 125 м³/сутки, отбор продукции от начальных извлекаемых запасов 49,3%. Другие данные по участку приведены в таблице 2.8.

Фактические показатели реализации проекта составили:

- концентрация полимерного раствора 0,13%
- было достигнута вязкость раствора 10 мПа·с;
- израсходовано 160 тонн сухого полимера;
- объем оторочки от порового пространства 24%;

Таблица 2.8 – Характеристики участка опытно промышленных работ

Параметры	Пилотный участок
Тип залежи	пл.свод
Пористость, доли ед.	0,22
Проницаемость, мкм ²	0,45 – 1,037
Пластовая температура, °С	29
Начальное пластовое давление, МПа	14,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	68
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,46
Минерализация пластовых вод, г/л	256

За период опытно промышленных испытаний прирост по добыче нефти составил 13,7 процентов. Обводненность добываемой продукции в среднем понизилась на 2,4%. За время ОПР произошло изменение профилей приемистости нагнетательных скважин, мощность принимающих пропластков увеличилась в 2,5 раза.

Также эффективность работ оценивались по сопоставлениям результатов трассерных исследований до опытно промышленных испытаний и отбором проб на содержание полимера после. До начала опытно-промышленных работ вынос трассера наблюдался уже после 21 часа, однако первые пробы с содержанием полимеры были получены спустя год и три

месяца. Результаты, представленные на рисунке 2.7, позволяют говорить о снижении подвижности вытесняющего агента и выравнивании фронта вытеснения.

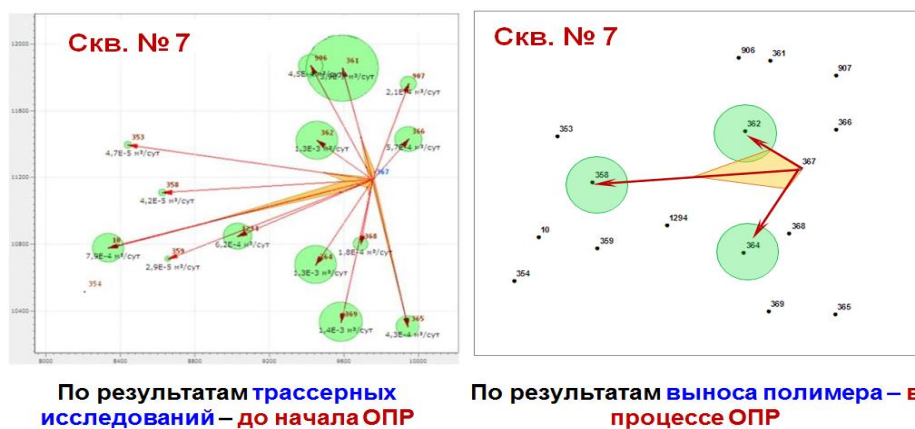


Рисунок 2.7 – Диаграммы скоростей основных порций агента закачки

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Новикову Максиму Николаевичу

чап

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость работ по моделированию процесса заводнения в лабораторных условиях рассчитана на основе данных с предприятий города Томска</i>
<i>2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды составляют 30% согласно ст. 425 НК РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Сравнительный анализ с зарубежным аналогом, Выполнение SWOT-анализа научного исследования</i>
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Описание структуры работ по моделированию процесса в лабораторных условиях, составления итогового графика длительности работ</i>
<i>3. Планирование и формирование бюджета научного исследования</i>	<i>Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования</i>
<i>4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение ресурсоэффективности производится в сравнении с конкурентами в данной области. Определение эффективности происходит на основании расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, что связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

- Матрица SWOT*
- График проведения НИ (Диаграмма Ганта)*

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Новиков Максим Николаевич		

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением современных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью. Однако применение любого метода в опытно-промышленных работах требует оценки его эффективности в лабораторных условиях.

В данном разделе будет рассмотрено моделирование ASP заводнения. Для этого следует выполнить комплексное исследование, включающее подбор оптимальной рецептуры применяемого раствора ПАВ и полимера, проведение фильтрационного эксперимента на колонке образцов керна и анализ степени адсорбции закачиваемых компонентов.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности и финансовой эффективности проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу.

Полученные результаты могут быть использованы при осуществлении процесса заводнения на образцах керна скважин и экспериментального исследования эффективности воздействия композиции для конкретных литолого-физических условий.

Расчеты проводились согласно учебно-методическому пособию [41].

3.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды,

они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
1. Комплексность исследования 2. Достоверность полученных данных 3. Актуальность научного исследования 4. Доступ к уникальным ресурсам	1. Высокая длительность проведения эксперимента 2. Высокая стоимость 3. Низкий спрос 4. Нехватка квалифицированного персонала
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование технологической составляющей 2. Возможность увеличения методов исследования 3. Создание конкуренции зарубежным предприятиям 4. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	1. Высокие затраты на реализацию 2. Выход на рынок нового конкурента 3. Возможное снижение комплексности исследования

Таблица 3.2 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		С1	С2	С3	С4
	В1	+	+	-	-
	В2	+	+	-	+
	В3	+	+	+	+
	В4	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 3.2, можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и возможности: В1С1С2, В2С1С2С4, В3С1С2С3С4, В4С1С2С3С4.

Таблица 3.3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	В1	+	+	-	+
	В2	+	+	-	+
	В3	0	0	+	0
	В4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 3.3, можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и возможности: В1Сл1Сл2Сл4, В2Сл1Сл2Сл4, В3Сл3.

Таблица 3.4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	-	-	-	-
	У2	+	-	-	-
	У3	+	+	-	-

При анализе интерактивной таблицы 3.4, можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и угроз: У2С1, У3С1С2.

Таблица 3.5 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	0	-
	У2	-	-	+	-
	У3	0	-	-	0

При анализе интерактивной таблицы 3.5, можно выявить следующие коррелирующие слабых сторон и угроз: У1Сл2, У2Сл3.

Вывод: заявленное исследование имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции зарубежным организациям и повысит количество заинтересованных заказчиков, увеличение методов исследования. Совершенствование технологии позволит снизить длительность исследования и увеличить достоверность результатов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

3.2 Планирование научно-исследовательской работы

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания для НИР	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Научный руководитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель
	5	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Тесты на фазовое поведение, фильтрационные эксперименты, стабильность композиции	Инженер
	7	Проведение практического расчёта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	9	Оформление расчетов	Инженер
	10	Составление пояснительной записки	Инженер
	11	Публикация результатов исследования	Научный руководитель

1. Организационный период. На стадии организационной подготовки ставится задача на проведение лабораторных исследований, производится комплектование подразделения инженерно-техническим персоналом, подбираются приборы, оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

2. Лабораторные работы. Этот этап работ включает создание полимерного раствора, далее производится замер вязкости раствора при различных значениях концентрации и температуры. Третьим шагом является

Таким образом, суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 70, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 139.

3.3 Бюджет научного исследования

Виды, условия и объёмы работ представлены в таблице 3.8 (технический план). На основании технического плана рассчитываются затраты времени и труда.

Таблица 3.8 – Виды и объёмы проведения исследовательской работы

№	Виды работ	Объем		Условия производства работ	Вид оборудования
		Ед. изм	Кол-во		
1	Лабораторные работы	Кол-во проб	3	Приготовление раствора	Магнитная мешалка, порошковый полимер, шприц.
		Кол-во проб	3	Определение вязкости	Вискозиметр Brookfield LVT с переходником UL
		Кол-во проб	3	Измерение коэффициента фильтрации	Мембранный фильтр
		Кол-во проб	3	Измерение термической стабильности	Стеклянные ампулы
		Кол-во проб	3	Заводнение керна	Керновый материал пласта
2	Камеральные работы	отчет	1	Обработка данных, анализ материала	ПЭВМ

3.4 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расч i} , \quad (3.1)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхи}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками). Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Соль	Кг.	1	25	25
Спиртобензольная смесь	Л.	2	700	1400
Перчатки резиновые	Шт.	100	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Пробирка мерная	Шт.	30	21,7	651
Бумажные салфетки	Пачки	5	1370	6850
Эксикатор	Шт.	2	2454	4908
Шкаф сушильный	Шт.	1	31,687	31687
Суммарная стоимость				47977
Итого, с учетом транспортных расходов				55173

3.5 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 3.10.

Общие единовременные вложения на приобретение различного рода специального оборудования составили 798,9 тыс. руб.

Таблица 3.10 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, Зд, тыс. руб.
Система рентгеновская автоматическая	1	350,5	350,5
Весы	1	34,7	34,7
Автоматический титратор для определения ПАВ и щелочи	1	315,6	315,6
Перемешивающее устройство	1	43,5	43,5
Вискозиметр	1	54,6	54,6
Итоговая стоимость специального оборудования			798,9

3.6 Расчет затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента с целью рассмотрения эффективности повышения нефтеотдачи

композицией щелочь-ПАВ-полимер приведен в таблице 3.11. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$A_m = C_{\text{сперв.}} / \text{СПИ} / 12, \quad (3.2)$$

где: Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, год;

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 48881,6 рублей.

Таблица 3.11 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы	Сумма отчислений в месяц, руб.
Система рентгеновская автоматическая	350,5	4	84	4172,6
Весы лабораторные	34,7	3	60	578,3
Автоматический титратор для определения ПАВ и щелочи	315,6	5	84	3757,1
Перемешивающее устройство	43,5	2	36	1208,3
Вискозиметр	54,6	3	60	910,0
Итоговая сумма амортизационных отчислений				48881,6

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 48881,6 рублей.

3.7 Расчет затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы,

командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя (Старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом № 5994 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 15000 и 23100 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (3.3)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (3.4)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (3.5)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней.

Таблица 3.12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	70	139
Количество нерабочих дней - выходные дни и праздничные дни	7	16
Потери рабочего времени - отпуска и невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	63	123

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (3.6)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{tc});

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от Z_{tc});

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Z_{tc} , руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	23100	0	0	1	43544	1590	63	91441
Инженер	15000	0	0	1	31200	1167	123	127920
Итого $Z_{осн}$								219361

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 219361 рублей.

3.8 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2019 году – 30% (ст. 425 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (3.7)$$

Таблица 3.14– отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Коэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	91441	0,3	27432
Инженер	127920	0,3	38376
Итого Zвнеб			65808

3.9 Расчет накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} * \sum_1^5 Z_i \quad (3.8)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы 0,16.

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 * (55,173 + 707,573 + 219,361 + 65,101) = 2158,282 \text{ тыс. руб.}$$

3.10 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Расчет бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.
Материальные затраты НИИ	55,173
Амортизационные отчисления	707,573
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	219,361

Отчисления во внебюджетные фонды	73,101
Накладные расходы	172,723
Бюджет затрат НТИ	569,24

Суммарный бюджет затрат НТИ составил –569239,6 рублей.

3.11 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат двух вариантов исполнения научного исследования. В качестве аналога использовались данные по аналогичному эксперименту, проводившегося на базе частной химической компании SNF. Основные отличия аналога заключается в количестве привлеченных работников, сроках выполнения, использование более дорогостоящего оборудования. Для получения интегрального показателя финансовой эффективности наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовое значение по варианту исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{711549,5}{569239,6} = 1,25 \quad (3.9)$$

$$I_{\Phi}^a = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}} = \frac{569239,6}{569239,6} = 1 \quad (3.10)$$

где I_{Φ}^p – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательской работы (в т.ч. аналог).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разы.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p, \quad (3.11)$$

где I_m – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов; a_i – весовой коэффициент i -го параметра; b_i^a , b_i^p – бальная оценка i -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы, пример которой приведен ниже.

Таблица 3.16 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения работы

Объект исследования / Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущая работа	Аналог
1. Достоверность результатов	0,35	5	4
2. Комплексность исследования	0,15	5	3
3. Актуальность исследования	0,30	5	4
4. Широкий спектр решаемых задач	0,20	5	4
ИТОГО	1	20	15

Основываясь на данных таблицы показатели ресурсоэффективности текущей работы и аналога принимают следующие значения:

$$I_m^p = 5 \cdot 0,35 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,30 + 5 \cdot 0,20 = 5 \quad (3.12)$$

$$I_m^a = 4 \cdot 0,35 + 3 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,30 + 4 \cdot 0,20 = 3,85 \quad (3.13)$$

Интегральный показатель эффективности разработки ($I_{финр}^p$) и аналога ($I_{финр}^a$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\phi}^p} = \frac{5}{1} = 5 \quad (3.14)$$

$$I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^{a1}}{I_{\phi}^{a1}} = \frac{3,85}{1,25} = 3,08 \quad (3.15)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность исследования.

Сравнительная эффективность исследования рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a} = \frac{5}{3,08} = 1,62 \quad (3.16)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – сравнительная эффективность исследования;

Таблица 3.17 – Сравнительная эффективность исследования

№ п/п	Показатели	Аналог	Текущая работа
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1,25
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,85	5
3	Интегральный показатель эффективности	3,08	5
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,62	

Сравнение на основании таблицы 3.17 позволяет сделать вывод, что рассматриваемое исследование по сравнению с аналогом имеет большую эффективность, как по интегральному финансовому показателю, так и по показателю ресурсоэффективности разработки.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Обоснование конкурентоспособности зарубежным производителям является использование отечественных композиций. Определен полный перечень работ,

проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 139 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 569239,6 рублей, большую часть этой суммы составляют амортизационные отчисления. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Г	Новикову Максиму Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Комплексная оценка и технологическое обоснование применения методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</p> <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению</p>	<p>Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности:</p> <p>1.1 Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - климатические условия; - превышение уровня шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещённость рабочей зоны; - повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны; - повреждения в результате контакта насекомыми, растениями и животными. <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - оборудование, работающее под давлением; - взрывоопасность и пожароопасность; - повышенный уровень статического электричества (электробезопасность).
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Обслуживание и эксплуатация скважин, оборудованных различными типами насосов, сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - повреждением почвенно-растительного покрова; - уничтожением лесных массивов.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть в результате аварии с повреждением подземного и надземного оборудования, аварии с разливом нефти и нефтепродуктов.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Правовые и организационные вопросы</p> <ul style="list-style-type: none"> - правовые нормы трудового законодательства - организационные мероприятия при

	компоновке рабочей зоны
--	-------------------------

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Г	Новиков Максим Николаевич		

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы «Комплексная оценка методов увеличения нефтеотдачи при добыче высоковязкой нефти» рассматривается рабочее место оператора по добыче нефти и газа (оператор ДНГ), расположенное в полевых условиях. Условия труда операторов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных производственных факторов, включающих производственный шум, тяжесть труда, напряженность трудового процесса.

4.1 Производственная безопасность

Основные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации скважин, относящихся к добывающему фонду, приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Опасные и вредные производственные факторы, возникающие при эксплуатации скважин

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
	Физические		
Эксплуатация скважин насосным способом	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.004-91 [11] ГОСТ 12.2.003-91 [14] СанПиН 2.2.4.548-96 [38] СНиП 2.04.05.86 [39] ГОСТ 12.01.003-83 [10] ГОСТ 24346-80 [17] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03[37] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [16] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [12] ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [13]
	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровней вибрации	Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	
	Недостаточная освещенность рабочей зоны	Электробезопасность	
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Биологические		
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися			

4.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации скважины, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

4.2.1 Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны и на открытом воздухе

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ [38].

Работа оператора ДНГ относится к категории работ Пб. Микроклиматические условия для данной категории работ приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233÷290)	17÷19	16÷20	60÷40	0,2
Теплый	Пб (233÷290)	19÷21	18÷22	60÷40	0,2

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ Х) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным

осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

4.2.2 Превышение уровня шума

Работа операторов ДНГ, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [10], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [17]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения, рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

4.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рабочие места, объекты, подходы к ним должны быть освещены в темное время суток. В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. Недостаточная освещенность рабочей зоны неблагоприятно влияет на зрение.

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света [37].

4.2.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [9]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- Метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества) – 300 мг/м³;
- Конденсат – легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны [39]. Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводородов (УВ), тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в нефти сернистых соединений. УВ могут привести к хроническим отравлениям.

ПДК сырой нефти (в виде аэрозоли) в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³, бензина (в виде паров) – 100 мг/м³, керосина (в виде паров) 300 мг/м³.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливают костюмы мужские по ГОСТ 12.4.111-82 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» [16] и костюмы женские по ГОСТ

12.4.112-82 «ССБТ. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» двух типов.

4.2.5 Повреждения в результате контакта с насекомыми

На месторождениях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), поэтому работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а так же накомарниками. Существует два основных способа защиты от их нападения и укусов: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу [13].

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

4.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации газораспределительной станции, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

4.3.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Движущиеся части производственного оборудования (рабочие органы насосов, элементы станка-качалки, замерные установки), которые являются потенциальными

источниками травм, необходимо ограждать или располагать так, чтобы исключить возможность касания к ним работающего и предотвратить возможные травмы [11].

Применяемые на производстве средства защиты по принципу действия можно разделить на оградительные, предохранительные, тормозные, блокирующие, сигнализирующие, системы дистанционного управления оборудованием, специальные [15].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

4.3.2 Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью (участки трубопровод, замерные установки, агрегаты для нагнетания). К взрыву могут привести нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются [35]:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50°C превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при

эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий оборудование под давлением (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т.д.).

4.3.3 Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы.

Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости. Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара [11].

Таблица 4.3 – Пределы взрываемости определенных веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	от 0,76 до 1,48	от 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите [11].

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке являются: нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации

технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат); неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом; самовозгорание горючих веществ.

4.3.4 Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического электричества. ГОСТ 12.1.038–82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов, протекающих через его тело при нормальном (неаварийном) и аварийном режимах работы электроустановок.

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током: монтаж и ремонт электроустановок под напряжением;

поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей; случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением; неисправность или отказ средств индивидуальной защиты.

К СИЗ от поражения электрическим током относят:

- **Заземление.** Защитное заземление применяется в трехфазных трехпроводных сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и выше 1000 В с любым режимом нейтрали. В качестве искусственных элементов заземлителя используют стальные трубы, стержни, угловую сталь, погруженные в землю на $1,2 \div 1,5$ м.

- **Зануление.** Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтральной точкой обмотки источника тока или ее эквивалентом.

Изолирующие средства защиты обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли (диэлектрические перчатки, галоши, боты токоизмерительные и изолирующие клещи, изолирующие штанги, коврики, подставки и др.). По своему назначению они делятся на основные и дополнительные.

4.4 Экологическая безопасность

При обслуживании скважин необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004.

В таблице 4.4 приведено воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Таблица 4.4 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважин, эксплуатируемых насосным способом

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин;	Поддержание в исправности оборудование, своевременное проведение ремонта и устранения утечек, регулярная проверка герметичности оборудования и соединений
Гидросфера	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; необходимо соблюдать правила хранения загрязняющих веществ; в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов
Почва	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты; засорение почвы производственными отходами	В случае загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами места проливов зачищаются с помощью песка; проведение рекультивации земель после завершения разработки месторождения

Чтобы уменьшить и предупредить влияние вредного антропогенного фактора необходимо выполнить следующее: провести инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомить его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

4.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – 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 смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строго соблюдать технологический процесс;
- строго соблюдать правила ТБ, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращать образование взрывоопасных концентраций;
- своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надёжную работу оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала;

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Одной из наиболее частных ЧС является разлив нефти и нефтепродуктов. В этом случае время локализации разлива нефти не должно превышать 4 часов при разливе в акватории и 6 часов при разливе на почве с момента поступления информации о разливе. Работы по локализации заключаются в остановке технологического процесса, создание контурного заграждения, отсечение поврежденного участка от технологической схемы. Работы по ликвидации в свою очередь включают откачку нефтепродуктов насосами и вакуумными машинами, сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов, при необходимости сбор нефтезагрязненного грунта. Наблюдение и контроль за загрязненным объектом проводится оперативной группой [31].

Также возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, эксплуатируемых насосным способом

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	4	5
Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций	Коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешние воздействия	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования	Аварийная остановка агрегата, устранение повреждений
Разливы нефти и нефтепродуктов	Высокий уровень износа производственных фондов, человеческий фактор, сильные землетрясения	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, компетентность персонала	Устранение источника разлива, использование боновых заграждений, дамб
Взрывы, пожары	Утечки вследствие высокого уровня износа производственных фондов, человеческий фактор, природный фактор	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, запрет пожароопасных работ, прогноз погоды, оповещение персонала	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения

4.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.6.1 Правовые нормы трудового законодательства

Режим работы оператора по добыче нефти и газа определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности. Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя [35]. Работа при вахтовом методе ведется в различных сменных режимах (8 часов работы чередуются через 8 часов отдыха или 12 часов работы чередуются через 12 часов отдыха в течение 12÷30 и более дней). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках.

Статьей 302 Трудового кодекса РФ гарантируется работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных. Поощрения и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

4.6.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением требований действующих санитарных норм. К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей

необходимо иметь достаточное пространство, оборудование должно находиться в исправном состоянии. Оператор должен иметь при себе газоанализатор, для определения степени загазованности закрытых помещений.

4.7 Вывод по разделу «Социальная ответственность»

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, эксплуатируемых насосным способом, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены тепловые и холодные методы увеличения нефтеотдачи, применяемые при разработке месторождений высоковязкой нефти. Были проанализированы критерии применимости данных методов, рассмотрены применение методов в конкретных геолого-физических условиях трех месторождений. Следует отметить, что в случае применения закачки горячей воды на месторождении Северные Бузачи эффективность от применения была ниже ожидаемой, что обусловлено не учётом ряда факторов, а именно потерями тепловой энергии при закачке горячей воды в пласт, образованием высокопроницаемых участков, которые оказывают негативное влияние на процесс вытеснения нефти. Комплексное использование тепловых методов на Усинском месторождении позволили получить дополнительную добычу нефти и увеличить значения коэффициента извлечения нефти практически в два раза.

Залогом успешного применения того или иного метода является анализ геолого-физических параметров пласта, показателей разработки месторождения и множество других аспектов. Так при использовании тепловых методов ставятся вопросы о наиболее полном использовании тепловой энергии, которая может поступать с поверхности или быть сгенерирована непосредственно в пласте; подборе оборудования, способного выдержать тепловые нагрузки; уменьшении потерь тепла на нагрев вышележащих пластов; создании устойчивого теплового фронта, регулировании и контроле тепловых процессов. При использовании полимерных растворов решаются вопросы о выборе оптимального полимера, его био- и термодеструкции, подборе оборудования для закачки агента повышенной вязкости.

Выбор метода воздействия может осуществляться исходя из опыта по применению на месторождениях, обладающих схожими геолого-физическими параметрами, или основываться на проведении моделирований воздействия в лабораторных условиях.

На современном этапе наиболее широкое распространение получают комбинированные методы воздействия, такие как термозаводнение с использованием ПАВ, полимеров. Пароциклические обработки с добавлением растворителей.

Также в работе была рассчитана стоимость моделирования заводнения на образцах керна в лабораторных условиях. Рассмотрены вопросы, касающиеся производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке. Проведен анализ вредных и производственных фактор на здоровье. Рассмотрены вопросы об экологической безопасности, мероприятия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, а также правовые нормы трудового законодательства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Asp-заводнение - альтернатива традиционным физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов Королев М.И. Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2015. № 1. С. 118-12
2. Алишаев М.Г., Розенберг М.Д., Теслюк Е.В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1985. - 272 с.
3. Антониади Д.Г. Комплекс технологий термоциклического воздействия при разработке месторождений высоковязких нефтей: дисс. д.т.н. - Тюмень: Тюменский гос. нефтегазовый университет, 2000. - 70 с.
4. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. 3 изд. перераб. и доп. - М.: Недра, 1988. - 343 с.
5. Бойко, В.С. «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» М.Недра,1997 г.
6. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2005. № 1. С. 31.
7. География залегания вязких нефтей яценко И.Г., Полищук Ю.М. Oil & Gas Journal Russia. 2011. № 10. С. 76-81.
8. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Под ред. проф. д.г.-м.н. Р.С. Хисамова. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. - 295 с.
9. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
10. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
12. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
13. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ.
14. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).

16. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия.
17. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.
18. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов состояние, проблемы, перспективы. Труды международного технологического симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». – М., 2002. – 15 с
19. Желтов Ю.В., Кудинов В.И. Термополимерное воздействие - технология для рациональной разработки месторождений вязкой нефти в трещинно-поровых коллекторах // Нефтяное хозяйство. - 1993. - №10. - С. 45–54.
20. Желтов Ю.П., Золотухин А.Б. Термогидродинамические задачи внутрислоевого горения // Проблемы нефтеотдачи. - М.: Наука, 1987. - С. 88–98.
21. Ильина, Г.Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов западной Сибири. / Г.Ф. Ильина, Л.К. Алтунина – Изд-во ТПУ, 2006. – 166с.
22. Крянев, Д.Ю., Петраков, А.М., Минаков, И.И., Рогова, Т.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации. // М., Труды вниинефть, 2007.-вып. 136.-С. 6-19.
23. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. - М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований: Удмуртский госуниверситет, 2005. - 720 с.
24. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. - М.: Нефть и газ, 1996. - 284 с.
25. Липаев А.А. К вопросу о классификации и выборе методов разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: Мат-лы межрегиональной науч.-техн. конф. 18–19 ноября 2010 / Под ред. Н.Д. Цхадая. - Ухта: УГТУ, 2010. - С. 66–73.
26. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. –484с.
27. Малофеев Г.Е., Богомольный Е.И., Романов Б.А. и др. Исследование теплофизических свойств водных растворов ПАА // Нефтяное хозяйство. - 1997. - №5. - С. 21–23.
28. Материалы VI Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов» 26 - 27 сентября 2017 г.
29. Обзор применяемых технологий добычи аномально-вязкой нефти Шишкин Н.А. Булатовские чтения. 2018. Т. 2-2. С. 236-242.

30. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН республики Татарстан Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2 (62). С. 28-32.
31. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов Салым Петролеум Девелопмент Н.В.
32. Покрепин Б.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений/Б.В. Покрепин.- Ростов на Дону: Изд-во Феникс , 2015.-318с.
33. Проблемы и перспективы добычи тяжелой нефти методом парогравитационного дренажа Пименов В.П., Шако В.В., Клемин Д.В.Недропользование XXI век. 2008. № 1. С. 59-63.
34. Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа (sagd) Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 92-97.
35. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
36. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
37. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.
38. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
39. СНиП 2.04.05.86 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
40. Тянь Ю., Бао Я., Сиднев А.В. Вязкая нефть и термический метод ее добычи в России, Китае и США / Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Уфа: Изд-во «Монография», 2008. –Выпуск V. –С. 220 –221.
41. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно–методическое пособие.– Издательство Томского политехнического университета.- 2018.-37с.
42. Хисамов Р.С., Зарипов А.Т. Формирование паровой камеры на опытном участке залежи сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2010. - №7. - С. 44–47.
43. Щелочное-пав-полимерное (asp) заводнение - эффективный метод увеличения нефтеотдачи на месторождениях вязких нефтей Жаппасбаев Б.Ж., Гусенов И., Шахворостов А.В. и др. В сборнике: Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции. 2016. С. 90-93.